Services système

Réponses de Statkraft au document d'orientation du 12 avril 2013

14 mai 2013

Cité Internationale de Lyon 66 Quai Charles de Gaulle 69463 Lyon Cedex 06 – Tél: + 33(0)4 78 94 94 86 – Fax: + 33(0)4 78 94 94 87

SAS au capital de 4 042 287 € - 514 204 429 RCS LYON – SIRET 514 204 429 00021 – NAF 3511Z

Site Internet : http://www.statkraft.fr

Statkraft

Contribution au document d'orientation

Question 1 : partagez-vous l'interprétation de la lettre de la CRE selon laquelle un système de prescription adossé à un marché secondaire efficace constitue la réponse la plus adaptée à la demande de la CRE ?

Nous partageons l'interprétation de RTE concernant la demande de la CRE et nous comprenons notamment que le future mécanisme expérimental alternatif doit permettre:

- D'optimiser le parc de production tout en garantissant la sûreté du système électrique,
- De révéler un prix de marché des réserves reflétant la valeur de ce service.

Un marché secondaire peut permettre d'optimiser le parc de production et de révéler un prix de marché de manière efficace si la liquidité de ce marché secondaire est satisfaisante. Il n'est pas nécessaire de changer la loi française pour implémenter un tel système expérimental. Cependant, le fait qu'il soit basé sur une obligation créant de fait une distorsion et empêchant de mettre en place un marché « libre » implique qu'il n'est pas conforme aux « framework guidelines on electricity balancing » de l'Europe. C'est pourquoi un tel mécanisme doit rester temporaire. Sur le long terme, l'obligation de fourniture de services système pour les acteurs obligés devrait disparaître.

Le mécanisme que nous présentons en Annexe consiste en une enchère organisée par RTE, où la différence entre le prix de marché et le tarif fixe serait redistribuée aux acteurs obligés. L'obligation légale française porterait sur la capacité qu'il est nécessaire de proposer à l'enchère. Ceci permettrait de ne pas changer le cadre législatif et réglementaire français et d'assurer assez de participation à l'enchère. Le prix de marché serait plus révélateur du service car la liquidité serait importante, ce qui pourrait donner une indication à la CRE quant à l'opportunité d'enlever l'obligation légale, et d'évoluer vers un marché primaire (peut-être à coût réduit). Ce système a les mêmes avantages qu'un marché secondaire, et, peut de plus facilement devenir conforme au cadre européen si l'obligation était enlevée, sans entrainer de coût de transition.

Question 2 : partagez-vous les propositions de RTE selon laquelle les scénarios B (OTC facilité par plateforme) et C (marché secondaire organisé tout en conservant les possibilités d'OTC) sont à privilégier dans l'analyse ? Considérez-vous au contraire qu'il faille supprimer la possibilité de transactions de gré à gré ?

Nous pensons qu'un scénario F devrait être ajouté, correspondant au mécanisme que nous proposons en Annexe. Ce scénario F serait définit par les caractéristiques suivantes :

- une enchère simple organisée par RTE
- sans possibilité d'OTC (car RTE serait le destinataire de toutes les offres)
- dont le surcoût (ou bénéfice) serait supporté par les acteurs obligés (différence entre le prix de l'enchère et le tarif).
- Ces acteurs devraient au minimum proposer la capacité définie par l'arrêté du 23 avril 2008

Nous comprenons qu'il n'est pas possible à court terme d'implémenter un marché libre d'obligation (marché primaire), qui constitue un scénario idéal selon nous. Le scénario qui permettrait d'atténuer au mieux la distorsion créée par l'obligation légale est, selon nous, le scénario E, car l'obligation des producteurs aptes à participer à ce marché amènerait plus de liquidité et une meilleure formation du prix. La note en pied de page 12 du document d'orientation indique que « il serait possible d'introduire une participation obligatoire de vente pour les producteurs aptes ». Nous pensons que ce scénario E est intéressant et que son étude pourrait être approfondie.

Tant que l'obligation sera maintenue, nous pensons qu'un marché organisé sera plus efficace que de l'OTC pur.

Question 3 : partagez-vous les propositions de RTE de (i) lier la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire avec l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique (ii) lier la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire avec la suppression de la rémunération régulée de l'énergie de réglage secondaire (iii) traiter la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire ultérieurement ?

La séparation de la programmation hausse/baisse n'est selon nous pas liée à l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique. Même si RTE continue d'appliquer les tarifs fixes et de sélectionner sans préséance économique, les acteurs peuvent quant à eux d'ores et déjà échanger leurs obligations en indiquant des prix de capacité différents à la hausse et à la baisse, reflétant en partie leurs coûts de démarrage/arrêt. L'optimisation en serait meilleure et il y aurait plus de concurrence sur le marché.

Question 4 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de caractérisation des produits de réserve à échanger ?

Nous sommes d'accord avec la plupart des caractéristiques décrites au paragraphe 2.5, notamment en ce qui concerne les ordres complexes, mais émettons des réserves en ce qui concerne le pas 1 heure. Le pas devrait correspondre à celui de la prescription de RTE : 30 mn. Il permet une meilleure optimisation. L'intégration européenne est un aspect mineur à court terme étant donné que le mécanisme est expérimental et temporaire.

Question 5 : partagez-vous la proposition de RTE visant à introduire une certification d'aptitude préalable à la participation au marché des services système ?

Oui. En conséquence, cela signifierait que les traders purs ne pourraient pas participer au marché secondaire organisé mais seulement à l'OTC. Ceci nous semble logique et nous ne voyons que peu de valeur ajoutée à la participation de traders en OTC, car les opportunités seraient rares et il serait probablement peu intéressant d'avoir un intermédiaire dans ce cas.

Question 6 : partagez-vous les propositions de RTE (i) d'exiger une télémesure de puissance active pour chaque site fournissant des services système et (ii) d'instaurer un processus de qualification de la télémesure ?

Oui

Question 7 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de critères permettant de caractériser l'aptitude au réglage ?

Oui

Question 8 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la définition des acteurs obligés ?

Oui

Question 10 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité de conserver un transfert complet d'obligation ?

Oui, le producteur qui fournit le service devrait être également responsable en termes de pénalité et d'obligation. Le transfert de responsabilité serait alors effectué en même temps que l'échange de réserve.

Question 11 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité de maintenir la rémunération de la prescription à l'obligé initial ?

Nous préfèrerions que le paiement soit également transféré à l'acteur qui fournit finalement le service. Ceci devrait être facilité par le fait que tout acteur fournissant des services système doit être apte et donc certifié. RTE doit être en mesure de prélever une pénalité si nécessaire. Quant aux participants non aptes, ils ne peuvent par définition pas fournir de services système. Pour les producteurs étrangers (question ne se posant pas à court terme), la question du paiement de la pénalité éventuelle se posera tout comme celle du règlement. Cela pourrait être géré en coordination avec le gestionnaire de réseau étranger.

Question 12 : partagez-vous la proposition de RTE visant à créer le rôle de responsable de réserve ?

L'introduction de la notion de responsable de réserve devrait d'autant plus faciliter le paiement direct par RTE à l'acteur fournissant finalement le service.

Question 14 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de périmètre d'un responsable de réserve ?

De manière générale, nous sommes en faveur du regroupement de petits acteurs.

Question 17 : partagez-vous les propositions de RTE concernant le contrôle des engagements déclaratifs et le régime de pénalités ?

Le fait de lier les pénalités avec le prix du marché secondaire nous semble être un bon moyen d'inciter les acteurs à y participer car ceci réduirait leur risque. La période transitoire où les pénalités sont liées au prix de l'énergie devrait rester limitée.

Nous nous demandons à quelle fréquence la valorisation d'acteurs longs pourrait avoir lieu, puisque celle-ci est dépendante du besoin. Cette situation est-elle courante ?

Question 18 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité d'introduire une sécurisation financière liée à la livraison physique des réserves ? Partagez vous les propositions de RTE en termes sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve ?

Nous partageons les propositions de RTE concernant la sécurisation financière et pensons que ce système permet aux nouveaux-entrants de participer au marché. La garantie bancaire ne constitue pas une barrière car elle n'est nécessaire que pour prendre une position plus importante que ce qui est défini par la certification d'aptitude.

Question 21 : partagez-vous la proposition de RTE concernant la simultanéité des enchères de réserve primaire et secondaire ?

Nous comprenons que le timing est très contraint et que deux enchères nécessitent des ressources mais la non-simultanéité des enchères de réserve primaire et secondaire ne doit pas être exclue. Une meilleure optimisation serait possible, ce qui réduirait le coût global de fourniture des services système.

Question 22 : partagez-vous l'analyse de RTE des différentes problématiques contraignant l'heure de déroulement du marché ?

Nous partageons cette analyse et souhaitons souligner que les contraintes décrites par RTE peuvent être séparées en deux catégories : contraintes externes et contraintes internes. Parmi les contraintes externes figure l'ouverture et la clôture du marché J-1 de l'énergie. Parmi les contraintes internes figurent les contraintes organisationnelles des différents participants au groupe de travail. Si le mécanisme est implémenté selon le calendrier présenté au paragraphe 6.2, certaines contraintes internes pourraient être levées. Nous pensons que les contraintes internes devraient avoir peu de poids dans le choix du scénario (4.6) car ceci pourrait être discriminant pour certains acteurs et des évolutions sont possibles à moyen terme.

Toutefois, nous comprenons que les acteurs souhaitent minimiser les coûts liés à un mécanisme expérimental. C'est pourquoi nous pensons que la solution proposée en Annexe est intéressante : elle permet d'implémenter un mécanisme pouvant facilement évoluer vers un marché conforme au cadre européen.

Question 23 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant les possibilités de prescription de réserve ?

D'après les informations fournies par RTE, l'analyse nous semble cohérente. Nous comprenons qu'avancer la prescription à 13h30 engendrerait des coûts supplémentaires à cause d'une surestimation par RTE du besoin de réserves. Cependant, ce coût est à comparer avec le coût de désoptimisation du parc de production. Une enchère ayant lieu après 18h n'aurait que peu de participants car de nombreux échanges auraient lieu en OTC dans la journée. Le prix reflèterait mal la réelle valeur des services système au niveau national et ne permettrait pas d'optimiser le parc de production au maximum. Tout coût est nécessairement répercuté sur le consommateur final.

Question 25 : partagez-vous l'analyse et la proposition de RTE de ne pas mettre en place le mécanisme ex post redistributif ?

Nous pensons que la différence entre la prescription réelle et théorique devrait être suivie, comme le propose RTE.

Ce système semble en effet lourd notamment parce qu'il intervient en supplément d'un premier calcul effectué en J-1.

Question 26 : partagez-vous la proposition de RTE de recourir à un mécanisme d'enchère en J-1 à 19h, avec un la mise en place d'une contrepartie financière centrale, le maintien d'une prescription définitive en J-1 18h et le maintien d'une clef de partage de la prescription définitive basée sur les programmes d'appel J-1 16h30 des groupes aptes ?

De manière générale, les scénarios les moins tardifs permettent une meilleure optimisation du parc de production. Ils conduisent potentiellement à une surestimation par RTE du besoin en réserves mais ceci doit être comparé à la désoptimisation liée à un scénario tardif.

Nous préférons le scénario 1b car il est le plus facile à mettre en œuvre et permet de lancer l'optimisation peu après la clôture du marché de l'énergie.

Le scénario 1a nous semble trop tardif. Certaines contraintes organisationnelles de petits acteurs pourraient en effet être levées mais nous avons des doutes sur la liquidité d'une enchère à 19h. La majorité des échanges auront lieu en OTC au long de la journée.

Le mécanisme ex-post du scénario 1c nous semble trop lourd à mettre en place.

Le scénario 1d est difficile à mettre en œuvre en raison d'un timing très contraint. Plutôt que d'organiser deux enchères sur un même produit, nous préférerions qu'il y ait deux enchères non-simultanées pour la réserve primaire et secondaire. De plus, la création de deux prix lors des deux enchères rendrait difficile la révélation de la valeur des services système.

Concernant les scénarios 2, nous ne sommes pas en faveur d'une négociation continue.

Question 32 : partagez-vous la proposition de RTE de séquencer la mise en œuvre des différentes nouvelles fonctionnalités. Partagez-vous les propositions de RTE en termes d'échéancier de mise en œuvre ?

La mise en œuvre d'un marché secondaire organisé en juillet 2015 nous semble trop tardive pour un mécanisme expérimental temporaire. Nous aimerions que ce temps soit mis à profit pour étudier un mécanisme permettant d'évoluer facilement vers un système conforme au cadre européen. La solution que nous proposons en Annexe permettrait d'évoluer à moindre coût, si cela parait opportun, vers un marché primaire.

Les principaux avantages d'un mécanisme basé sur une enchère (avec redistribution de la différence entre le prix de marché et le tarif RTE aux acteurs obligés) sont :

- Pas de modifications du cadre législatif et réglementaire nécessaire car l'obligation est conservée.
- Absence de « risque prix » pour RTE et le consommateur final car ce risque est supporté par les producteurs participant au marché
- Révélation de la réelle valeur de marché permise par une liquidité suffisante
- Maximisation du gain ou minimisation des coûts pour les opérateurs par une meilleure répartition du service sur les centrales les plus flexibles
- Liquidité suffisante grâce à l'obligation de participation à hauteur de l'obligation légale
- Mécanisme non sensible aux potentielles tentatives de gonflement de prix, comme démontré dans le scénario 3,
- Transition facile vers un système conforme au cadre Européen en enlevant l'obligation définie par la loi, car ce mécanisme est fondé sur un mécanisme de marché
- Coûts d'un mécanisme temporaire évités

Annexe : description d'un mécanisme alternatif

Cette annexe décrit la proposition de Statkraft d'implémenter un mécanisme permettant de créer un marché services système, en conservant le cadre législatif et réglementaire actuel. Ce système est facilement transformable en marché primaire, en enlevant l'obligation définie par la loi. A long terme, il pourrait être conservé ce qui éviterait les coûts d'implémentation d'un mécanisme transitoire.

Contexte actuel

Cadre législatif et réglementaire

Le Code de l'Energie et les textes réglementaires suivants fixent un cadre pour les exploitants et le RTE en ce qui concerne les services système.

- Décret n°2003-229 du 13 mars 2003 (distribution) → arrêté du 17 mars 2003 (distribution)
- Décret n°2003-588 du 27 juin 2003 (transport) → arrêté du 4 juillet 2003 (transport)
- Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 (transport et distribution)
  → arrêté du 23 avril 2008 (transport)
  → arrêté du 23 avril 2008 (distribution)

En particulier, **l'Arrêté du 23 avril 2008** décrit l'obligation pour les exploitants de centrales (hors énergie fatale) de réserver une partie de leur puissance installée à la fourniture de réserve primaire et secondaire.

- Pour les installations de puissance Pmax supérieure ou égale à 40 MW, 5% de la puissance doit être réservée pour la fourniture de réserve primaire (2,5 % à la hausse et à la baisse)
- Pour les installations de puissance P max supérieure ou égale à 120 MW, 9% de la puissance doit être réservée pour la fourniture de réserve secondaire (4,5 % à la hausse et à la baisse)

L'article L321-11 du Code de l'Energie décrit les conditions dans lesquelles le gestionnaire de réseau peut demander aux opérateurs de fournir ces services :

Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et ***à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau***. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité.

A cette fin, il négocie librement avec les opérateurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

Nous retenons de cette analyse des textes que :

- Les opérateurs ont une obligation de fournir des services système (réserve primaire et secondaire) selon la puissance de leurs installations
- Le gestionnaire de réseau peut négocier avec les opérateurs les contrats selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes

Mécanismes proposés dans le cadre du groupe de travail services système

L'avantage d'un marché secondaire organisé est de permettre l'échange des obligations de réserve entre exploitants et de transférer la fourniture de service vers les installations les plus flexibles et donc à moindre coût. L'avantage pour RTE est également de se prémunir contre tout « risque prix » : le tarif de RTE serait garanti à 18€/hMW et le transfert d'obligation serait à la charge des participants au marché.

Cependant, il semble difficile pour les participants du groupe de travail de converger vers un scénario (timing). Il est possible que certains opérateurs préfèrent alors passer par de l'OTC en parallèle du marché si le timing ne leur convenait pas.

Ainsi, il est probable que les opérateurs ne participent pas activement à l'émergence de ce marché secondaire organisé. Ceci aurait pour conséquence de réduire la liquidité du marché et de donner un signal prix non exact. Les opérateurs et RTE en seraient pénalisés, les uns car le fonctionnement du marché ne serait pas optimal, et RTE car il n'aurait pas accès à la réelle valeur du service rendu par les opérateurs.

Solution proposée

Principe général

En se basant sur son expérience de plus de 10 ans sur les marchés de la réserve dans les pays nordiques et en Allemagne, l'équipe de Statkraft a imaginé le mécanisme suivant :

- Enchère organisée par RTE où tous les exploitants de groupes aptes devraient proposer au minimum le pourcentage de puissance défini par le Code de l'Energie, au prix qu'ils souhaitent.
- Les opérateurs paieront à RTE la différence entre le prix de marché et le tarif. Ils supporteront donc le risque prix à sa place, tout en bénéficiant d'une réduction de leur coût, voire d'un gain par le biais de l'enchère.
    - Si l'opérateur a été sélectionné lors de l'enchère pour fournir des services système, il recevra le prix de marché pour les MW sélectionnés et remboursera la différence à RTE pour la partie concernant la prescription.
    - Si l'opérateur n'a pas été sélectionné lors de l'enchère, il devra payer à RTE la différence entre le prix de marché et le tarif pour la prescription.

Le prix de marché correspond au prix de la dernière offre sélectionnée par RTE. Un mécanisme où l'opérateur serait rémunéré selon son offre (pay as bid) a pour inconvénient majeur de l'exposer à un risque prix sans compensation, où des offres excessives seraient sélectionnées et devraient être payées via la différence avec le tarif.

Exemple

Hypothèses

Pour simplifier les calculs de l'exemple suivant, nous avons fixé le cadre suivant :

- Nous ne considérons que la réserve primaire, en prenant pour pourcentage 5%.
- Nous faisons l'hypothèse que l'obligation légale du Code de l'Energie correspond au besoin de RTE. Nous verrons que l'implémentation pratique permet de lever cette hypothèse.
- Nous avons choisi 3 opérateurs avec des moyens de production de taille variable.
- Nous faisons l'hypothèse que les opérateurs ont un coût de fourniture du service de 1€/hMW inférieur à leur offre sur le marché.

Le tableau ci-dessous décrit les 3 opérateurs et le besoin de RTE en réserve primaire (5%).

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C	RTE
Parc de production	1600 MW	40 MW	360 MW	2000 MW
Besoin/obligation SSY	80 MW	2 MW	18 MW	100 MW

Scénarios

Quatre scénarios ont été choisis pour tester le fonctionnement du mécanisme dans des cas représentatifs. Ces scénarios se déclinent selon les prix offerts par les différents opérateurs, et notamment en regardant si ces prix sont supérieurs ou inférieurs au tarif de RTE. Les opérateurs B et C étant de taille bien inférieure à l'opérateur A, nous avons choisi de n'étudier que les scénarios où leur prix a la même tendance.

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C
Scénario 1	**Prix < tarif**	**Prix > tarif**	**Prix > tarif**
Scénario 2	**Prix < tarif**	**Prix < tarif**	**Prix < tarif**
Scénario 3	**Prix > tarif**	**Prix < tarif**	**Prix < tarif**
Scénario 4	**Prix > tarif**	**Prix > tarif**	**Prix > tarif**

Calcul du paiement

Les chiffres indiqués en noir dans les tableaux suivants décrivent le calcul du règlement effectué par RTE auprès des acteurs aptes. Le total, en rouge, est la somme finalement versée par RTE (en cas de total négatif, c'est l'acteur apte qui payerait RTE).

- **Scénario 1**

Ce scénario permet de visualiser ce qu'il se passe lorsque l'opérateur ayant le plus de volume à proposer, fait une offre à un prix inférieur au tarif de RTE. Les opérateurs B et C proposent des prix plus élevés que le tarif. Par hypothèse, le coût marginal pour chaque opérateur est inférieur de 1€/hMW au prix de son offre.

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C	Bilan opérateurs	RTE
Parc de production	1600 MW	40 MW	360 MW		2000 MW
Besoin SSY	80 MW	2 MW	18 MW		100 MW
Offre Sélection	90 MW @ 10 €/hMW **90 MW**	5 MW @ 30 €/hMW **0 MW**	20 MW @ 20 €/hMW **10 MW**		**90 + 10**
Prix de marché = 20 €	80 MW @ 18 -80 MW @ 20 +90 MW @ 20 = 1 640 €/h	2 MW @ 18 - 2 MW @ 20 = - 4 €/h	18 MW @ 18 -18 MW @ 20 +10 MW @ 20 = 164 €/h	Reçu au total 1640 – 4 + 164 = 1 800 €/h	(90+10) * 18 € = - 1 800 €/h
Gain avec mécanisme (Rémunération – coût marginal)	+ 1640 €/h - 90 MW @ 9 €/hMW = 830 €/h	= - 4 €/h	164 €/h -10 MW @ 19 €/hMW = - 26 €/h	Gain global 830 – 4 – 26 = 800 €/h	= - 1 800 €/h
Gain actuel (Rémunération – coût marginal)	80 MW @ 18 €/hMW - 80 MW @ 9 €/hMW = 720 €/h	2 MW @ 18 €/hMW -2 MW @ 29 €/hMW = - 22 €/h	18 MW @ 18 €/hMW -18 MW @ 19 €/hMW = - 18 €/h	Gain global 720 – 22 – 18 = 680 €/h	= - 1 800 €/h

Dans ce scénario, l'opérateur A propose le prix le plus bas : la totalité de son offre est sélectionnée. L'opérateur C est sélectionné à hauteur de 10 MW. Le prix de marché est de 20 €/hMW car c'est le prix de la dernière offre appelée. La différence entre le prix et le tarif est donc de 2 €/hMW.

En ce qui concerne la répartition des coûts :

- Opérateur A : paye la différence entre le prix et le tarif (2 €/hMW) sur son obligation de 80 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 90 MW fournis à un coût marginal de 9 €/hMW.
- Opérateur B : paye la différence entre le prix et le tarif (2 €/hMW) sur son obligation de 2 MW à RTE. Ne fournit pas de services système.
- Opérateur C : paye la différence entre le prix et le tarif (2 €/hMW) sur son obligation de 18 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 10 MW fournis à un coût marginal de 19 €/hMW.
- RTE : Paie les services système au tarif de 18 €/hMW.

Si aucun mécanisme n'était mis en place et que les opérateurs devaient fournir leur obligation, leur gain global serait de **680 €/h** (comme montré en colonne 5). Avec le mécanisme proposé, le gain global est de **800 €/h**. Les opérateurs sont donc gagnants, et le coût pour RTE reste inchangé.

- **Scénario 2**

Ce scénario vise à montrer ce qu'il se passe lorsque tous les opérateurs ont un coût marginal et proposent un prix inférieurs au tarif de RTE. En toute logique, le prix de marché est donc inférieur au tarif de RTE. RTE paie la différence entre le tarif et le prix aux opérateurs. Dans ce scénario, la sélection des offres grâce à un marché primaire sans obligation aurait été plus profitable pour RTE et le consommateur final. Ce scénario est probable si les moyens les plus flexibles sont disponibles pour fournir de la réserve à un coût faible.

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C	Bilan opérateurs	RTE
Parc de production	1600 MW	40 MW	360 MW		2000 MW
Besoin SSY	80 MW	2 MW	18 MW		100 MW
Offre Sélection	90 MW @ 10 €/hMW **80 MW**	4 MW @ 15 €/hMW **0 MW**	20 MW @ 5 €/hMW **20 MW**		**80 + 20**
Prix de marché = 10 €	80 MW @ 18 -80 MW @ 10 +80 MW @ 10 = 1 440 €/h	2 MW @ 18 - 2 MW @ 10 = 16 €/h	18 MW @ 18 -18 MW @ 10 +20 MW @ 10 = 344 €/h	Reçu au total 1 440 + 16 + 344 = 1 800 €/h	(80+20) * 18 € = - 1 800 €/h
Gain avec mécanisme (Rémunération – coût marginal)	+ 1440 €/h - 80 MW @ 9 €/hMW = 720 €/h	= 16 €/h	344 €/h -20 MW @ 4 €/hMW = 264 €/h	Gain global 720 + 16 + 264 = 1 000 €/h	= - 1 800 €/h
Gain actuel (Rémunération – coût marginal)	80 MW @ 18 €/hMW - 80 MW @ 9 €/hMW = 720 €/h	2 MW @ 18 €/hMW -2 MW @ 14 €/hMW = 80 €/h	18 MW @ 18 €/hMW -18 MW @ 4 €/hMW = 252 €/h	Gain global 720 + 80 + 252 = 1 052 €/h	= - 1 800 €/h

Dans ce scénario, les opérateurs A et B proposent les prix les plus bas, leurs offres sont sélectionnées. L'opérateur B n'est pas sélectionné. Le prix est de 10 €/hMW car c'est le prix de la dernière offre appelée. Il est inférieur au tarif de RTE de 8 €/hMW.
Ce sont les opérateurs ayant les coûts les plus bas qui fourniront les services système, ce qui montre que le mécanisme est efficace.

En ce qui concerne la répartition des coûts :

- Opérateur A : reçoit la différence entre le prix et le tarif (8 €/hMW) sur son obligation de 80 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 80 MW fournis à un coût marginal de 9 €/hMW.
- Opérateur B : paye la différence entre le prix et le tarif (8 €/hMW) sur son obligation de 2 MW à RTE. Ne fournit pas de services système.
- Opérateur C : reçoit la différence entre le prix et le tarif (8 €/hMW) sur son obligation de 18 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 20 MW fournis à un coût marginal de 4 €/hMW.
- RTE : Paie les services système au tarif de 18 €/hMW.

Si aucun mécanisme n'était mis en place et que les opérateurs devaient fournir leur obligation, leur gain global serait de **1 052 €/h**. Avec le mécanisme proposé, le gain global est de **1 000 €/h**.

- **Scénario 3**

Ce scénario permet d'étudier le cas où l'opérateur le plus important propose un prix très élevé, soit en raison d'un coût marginal également haut, ou en raison d'une tentative d'influencer le prix. Le calcul ci-dessous est basé sur l'hypothèse d'un coût marginal élevé.

Les deux autres opérateurs proposent un prix inférieur au tarif RTE.

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C	Bilan opérateurs	RTE
Parc de production	1600 MW	40 MW	360 MW		2000 MW
Besoin SSY	80 MW	2 MW	18 MW		100 MW
Offre Sélection	90 MW @ 100 €/hMW **76 MW**	4 MW @ 10 €/hMW **4 MW**	20 MW @ 10 €/hMW **20 MW**		**76 + 4 + 20**
Prix de marché= 100 €	80 MW @ 18 -80 MW @ 100 +76 MW @ 100 = 1 040 €/h	2 MW @ 18 - 2 MW @ 100 +4 MW @ 100 = 236 €/h	18 MW @ 18 -18 MW @ 100 +20 MW @ 100 = 524 €/h	Reçu au total 1 040 + 236 + 524 = 1 800 €/h	(76+4+20) * 18 € = - 1 800 €/h
Gain avec mécanisme (Rémunération – coût marginal)	+ 1040 €/h - 76 MW @ 99 €/hMW = - 6 484 €/h	236 €/h -4 MW @ 9 €/hMW = 200 €/h	524 €/h -20 MW @ 9 €/hMW = 344 €/h	Gain global - 6484 + 200 + 344 = 800 €/h	= - 5 940 €/h
Gain actuel (Rémunération – coût marginal)	80 MW @ 18 €/hMW - 80 MW @ 99 €/hMW = - 6 480 €/h	2 MW @ 18 €/hMW -2 MW @ 9 €/hMW = 18 €/h	18 MW @ 18 €/hMW -18 MW @ 9 €/hMW = 162 €/h	Gain global - 6 480 + 18 + 162 = 680 €/h	= - 6 660 €/h

Les opérateurs B et C proposent les prix les plus bas. Leurs offres sont donc sélectionnées en intégralité. L'opérateur A ayant proposé le plus de volume, son offre est tout de même en partie sélectionnée malgré le prix élevé proposé.
Le prix de marché est de 100 €/hMW. On voit que la différence entre ce prix et le tarif RTE (-82 €/hMW) est en grande partie supportée par l'opérateur A. Il n'a donc aucun intérêt à gonfler artificiellement le prix. Si son coût marginal est réellement très élevé, le mécanisme ne permet pas de le réduire. Cependant, le mécanisme permet de montrer la réelle valeur du service qu'il fournit.

En ce qui concerne la répartition des coûts :

- Opérateur A : paye la différence entre le prix et le tarif (82 €/hMW) sur son obligation de 80 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 76 MW fournis à un coût marginal de 99 €/hMW.
- Opérateur B : paye la différence entre le prix et le tarif (82 €/hMW) sur son obligation de 2 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 4 MW fournis à un coût marginal de 9 €/hMW.
- Opérateur C : paye la différence entre le prix et le tarif (82 €/hMW) sur son obligation de 18 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 20 MW fournis à un coût marginal de 9 €/hMW.
- RTE : Paie les services système au tarif de 18 €/hMW.

Si aucun mécanisme n'était mis en place et que les opérateurs devaient fournir leur obligation, leur gain global serait de **– 6 660 €/h**. Avec le mécanisme proposé, le gain global est de **- 5 940 €/h**. Le coût global pour les opérateurs est réduit.

- **Scénario 4**

Dans ce scénario, tous les opérateurs proposent un prix supérieur au tarif de RTE. Le prix de marché est donc supérieur au tarif.

	Opérateur A	Opérateur B	Opérateur C	Bilan opérateurs	RTE
Parc de production	1600 MW	40 MW	360 MW		2000 MW
Besoin SSY	80 MW	2 MW	18 MW		100 MW
Offre Sélection	90 MW @ 50 €/hMW **76 MW**	4 MW @ 20 €/hMW **4 MW**	20 MW @ 25 €/hMW **20 MW**		**76 + 4 + 20**
Prix de marché = 50 €	80 MW @ 18 -80 MW @ 50 +76 MW @ 50 = 1 240 €/h	2 MW @ 18 - 2 MW @ 50 +4 MW @ 50 = 136 €/h	18 MW @ 18 -18 MW @ 50 +20 MW @ 50 = 424 €/h	Reçu au total 1 240 + 136 + 424 = 1 800 €/h	(76+4+20) * 18 € = - 1 800 €/h
Gain avec mécanisme (Rémunération – coût marginal)	+ 1240 €/h - 76 MW @ 49 €/hMW = - 2 484 €/h	136 €/h -4 MW @ 19 €/hMW = 60 €/h	424 €/h -20 MW @ 24 €/hMW = 56 €/h	Coût global - 2 484 + 60 = 2 368 €/h	= - 1 800 €/h
Gain actuel (Rémunération – coût marginal)	80 MW @ 18 €/hMW - 80 MW @ 49 €/hMW = - 2 480 €/h	2 MW @ 18 €/hMW -2 MW @ 19 €/hMW = - 20 €/h	18 MW @ 18 €/hMW -18 MW @ 24 €/hMW = - 108 €/h	Coût global = 2 608 €/h	= - 1 800 €/h

L'intégralité des offres B et C est sélectionnée alors que l'offre de l'opérateur A n'est sélectionnée qu'à hauteur de 76 MW. Le prix est de 50€/hMW.

En ce qui concerne la répartition des coûts :

- Opérateur A : paye la différence entre le prix et le tarif (32 €/hMW) sur son obligation de 80 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 76 MW fournis à un coût marginal de 49 €/hMW.
- Opérateur B : paye la différence entre le prix et le tarif (32 €/hMW) sur son obligation de 2 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 4 MW fournis à un coût marginal de 19 €/hMW.
- Opérateur C : paye la différence entre le prix et le tarif (32 €/hMW) sur son obligation de 18 MW à RTE. Reçoit le prix de marché pour les 20 MW fournis à un coût marginal de 24 €/hMW.
- RTE : Paie les services système au tarif de 18 €/hMW.

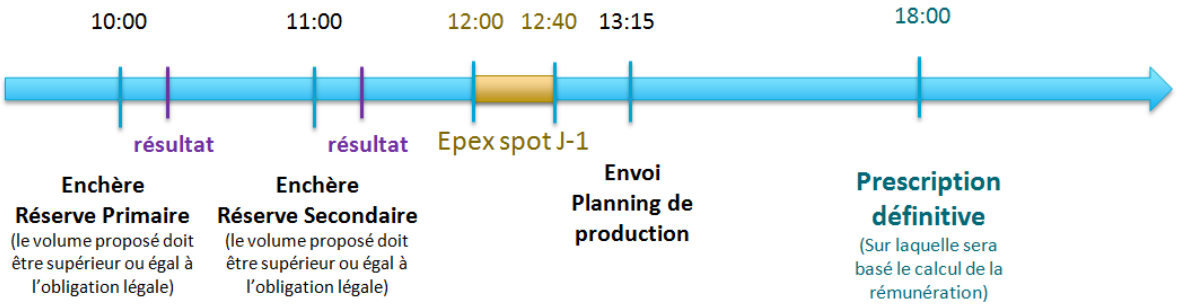
Si aucun mécanisme n'était mis en place et que les opérateurs devaient fournir leur obligation, leur gain global serait de **– 2 608 €/h**. Avec le mécanisme proposé, le gain global est de **– 2 368 €/h**. Le coût global pour les opérateurs est réduit.

- **Analyse des résultats**

Le principal avantage du mécanisme est de révéler la réelle valeur des services système fournis au RTE. Selon les circonstances, il se peut que le prix reflété par l'enchère soit supérieur au tarif RTE ou inférieur.
Dans tous les scénarios excepté le n°2, les opérateurs augmentent leur gain (ou réduisent leurs coûts) grâce au mécanisme proposé. Dans le scénario 2, le gain global est légèrement inférieur au gain dans la situation sans transfert d'obligation. Si ce scénario se répétait souvent, le prix étant inférieur au tarif, la CRE pourrait trouver un intérêt à instaurer un marché primaire car la rémunération des services système diminuerait.
A contrario, si les autres scénarios sont les plus fréquents, l'évolution vers un marché primaire tendrait à augmenter la rémunération des services système. La CRE pourraient soit décider d'augmenter le tarif, soit d'évoluer tout de même vers un marché primaire.

Application pratique

Le schéma ci-dessous présente une proposition de planning pour le déroulement de l'enchère en J-1.



L'enchère étant basée sur l'obligation légale de réserver un pourcentage de la puissance, une prescription de RTE le matin en J-1 n'est pas nécessaire. Les enchères de réserve primaire et secondaire pourraient se dérouler le matin avant EPEX SPOT pour permettre à l'opérateur de prendre en compte le volume de réserve sélectionné dans leur offre sur le marché à midi. RTE sélectionnerait le volume en MW nécessaire aux services système, en fonction du merit order.

Après la clôture d'EPEX SPOT, les opérateurs sont en mesure d'envoyer leur planning de production à RTE au cours de l'après-midi. RTE peut alors calculer la prescription définitive en fin d'après-midi voire le lendemain. C'est sur cette prescription définitive que pourrait se baser le calcul décrit dans les scénarios précédents. Il ne s'agirait pas d'un mécanisme ex-post redistributif car ce serait le premier calcul de rémunération effectué suite à l'enchère. L'enchère conclurait seulement au volume de réserve fourni par chaque acteur et au prix de marché sans pour autant déterminer la redistribution de la différence entre le prix de marché et le tarif.

L'avantage d'un tel enchainement est :

- Le prix des enchères reflètera d'autant plus les coûts réels s'il a lieu avant EPEX SPOT,
- Etant donné que le volume minimal à proposer aux enchères est celui de l'obligation légale, RTE n'a pas besoin d'anticiper l'heure de la prescription,
- Pour la réserve primaire, RTE peut tout de même sélectionner uniquement le volume nécessaire aux services système sans prendre de marge de sécurité car il se fera en MW directement et non en pourcentage calculé sur le planning de production,
- La rémunération étant calculée sur la base de la prescription définitive, le volume d'obligation rémunéré au tarif RTE ne sera pas excessif.

Un inconvénient est soulevé par RTE concernant la sélection de réserve secondaire :

- Pour sélectionner le volume de réserve secondaire lors de l'enchère de 11h, RTE devra surestimer son besoin car celui-ci n'est connu avec exactitude qu'au cours de la journée. Nous pensons que cette désoptimisation doit être comparée à l'optimisation qui est possible pour les producteurs grâce à des enchères ayant lieu avant la clôture d'EPEX SPOT.

Avantages du mécanisme proposé

Les scénarios présentés plus haut permettent de tester la robustesse du mécanisme proposé et de comprendre comment les opérateurs sont incités à faire une offre la plus proche possible de leur coût marginal.

Les avantages du mécanisme proposé sont :

- Pas de modifications du cadre législatif et réglementaire nécessaire car l'obligation est conservée.
- Absence de « risque prix » pour RTE et le consommateur final car ce risque est supporté par les producteurs participant au marché
- Révélation de la réelle valeur de marché permise par une liquidité suffisante
- Maximisation du gain ou minimisation des coûts pour les opérateurs par une meilleure répartition du service sur les centrales les plus flexibles
- Liquidité suffisante grâce à l'obligation de participation à hauteur de l'obligation légale
- Mécanisme non sensible aux potentielles tentatives de gonflement de prix, comme démontré dans le scénario 3,
- Transition facile vers un système conforme au cadre Européen en enlevant l'obligation définie par la loi, car ce mécanisme est fondé sur un mécanisme de marché
- Coûts d'un mécanisme temporaire évités