Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Rapport final

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Sommaire

Synthèse 3
Introduction 7
1. Axe de travail 1 : Constitution des RP et RS 9
1.1 Synthèse de la contribution des producteurs de l'UFE 9
1.2 Réactions des autres participants du GT 10
2. Axe de travail 2 : Identification des acteurs à l'origine des variations de fréquence et des bénéficiaires du service 13
2.1 Contribution d'ERDF 13
2.1.1 Synthèse des éléments apportés par ERDF 13
2.1.2 Réaction des autres participants 13
2.2 Contribution de RTE 14
2.2.1 Synthèse des éléments apportés par RTE 14
2.2.2 Réactions des autres participants du GT 15
3. Axe de travail 3 : Allocation des coûts de constitution des RP et RS 18
3.1 Contribution de RTE 18
3.1.1 Synthèse des éléments apportés par RTE 18
3.1.2 Réactions des autres participants du GT 19
3.2 Contribution des producteurs de l'UFE 21
3.2.1 Synthèse des éléments apportés par les producteurs de l'UFE 21
3.2.2 Réactions des autres participants du GT 23
4. Axe de travail 4 : Evaluation des coûts de constitution des RP et RS 24
4.1 Synthèse des éléments apportés par les producteurs de l'UFE 24
4.2 Réactions des autres participants du GT 26

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Synthèse

Le présent rapport a pour objectif de restituer les conclusions du groupe de travail « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 » de la Commission d'Accès au Réseau du CURTE.
Ce GT, réunissant ERDF, des producteurs membres de l'UFE (représentés par la CNR, Direct Energie, E.ON, EDF, GDF Suez, POWEO, Vattenfall), RTE et l'UNIDEN (représentée par Air Liquide) a eu pour objectif d'examiner les modalités économiques de mise à disposition des capacités de réserves primaire et secondaire de fréquence (RP et RS, également appelés « services système de fréquence »), dans la perspective de la préparation du tarif d'accès au réseau TURPE 4, d'une part en réexaminant les modèles économiques envisageables, à la fois en termes d'allocation et en termes de financement, et d'autre part en évaluant le niveau de rémunération de ces services.

Aujourd'hui, les RP et RS sont constituées par une répartition prescriptive par RTE des besoins de RP et RS du système entre les producteurs aptes à les fournir, qui peuvent ensuite échanger leurs prescriptions entre eux. Cette mise à disposition fait l'objet d'une rémunération régulée, dont la couverture est répercutée dans le TURPE.

Les 4 axes de travail du GT ont été les suivants :
1. La constitution des RP et RS : Quel est le mécanisme le plus adapté, entre d'une part une constitution par appel d'offres et d'autre part l'application d'une règle de prescription ? Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?
2. L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?
3. La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition pour les coûts des RP/RS déduire de l'identification des responsabilités et des bénéficiaires du service?
4. Le dimensionnement des coûts de fourniture du service

Le présent rapport est organisé selon ces axes de travail. Ainsi, pour chacune des questions abordées par le GT, il a vocation à synthétiser les échanges qui se sont déroulés et à permettre à chacune des parties prenantes à ces échanges de faire état de ses arguments. Pour cela, chaque contribution formalisée en réunion par un membre du GT est restituée. Chacun des autres membres du GT qui a réagi à cette contribution synthétise ensuite ses remarques et arguments. Enfin, l'acteur qui a porté la contribution peut répondre à ces remarques.

Les éléments suivants figurent en annexe du rapport :
- L'annexe 1 consiste en une concaténation des présentations effectuées en GT.
- L'annexe 2 consiste en une concaténation des relevés de conclusion validés par tous les membres du GT.
- L'annexe 3 regroupe les contributions de plusieurs des membres du GT qui ont souhaité de cette manière, et en leur nom, faire état de manière transverse de leur réflexion sur une ou plusieurs des questions abordées par le GT.

***

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

L'axe 1 a fait l'objet d'une contribution des producteurs membres de l'UFE.

Les producteurs constatent que le mécanisme actuel de prescription n'est pas optimisé économiquement. A l'inverse, selon les producteurs, un mécanisme d'appel d'offres permettrait d'atteindre l'optimum économique, à la fois en termes d'efficacité allocative et en termes de minimisation de l'enveloppe budgétaire globale. Les producteurs de l'UFE ont défini le design et les caractéristiques que devrait avoir un mécanisme d'appel d'offres pour être réellement efficace. Les producteurs ont aussi proposé des dispositions qui pourraient encadrer ce mécanisme afin de garantir d'une part que les réserves nécessaires soient effectivement disponibles, et d'autre part que le coût du réglage de la fréquence reste sous contrôle.

Ces modalités envisagées par les producteurs de l'UFE constituent des éléments partagés par l'ensemble des participants. Pour autant, les membres du GT s'accordent à dire qu'une analyse d'impact détaillée serait nécessaire pour se prononcer sur l'opportunité de la mise en place du mécanisme, ainsi que sur son design le plus optimal et sur le délai nécessaire à son déploiement.

RTE souligne que l'essentiel, selon lui, est la finalité du mécanisme, qui doit permettre de garantir que les RP et RS nécessaires au système électrique soient constituées, en cohérence avec les obligations règlementaires des producteurs en matière de fourniture des RP et RS. Ainsi, tout mécanisme de constitution proposé devra permettre d'assurer un niveau de garantie de constitution d'un volume suffisant de RP et RS au moins aussi élevé que le mécanisme actuel de prescription, afin d'être en mesure de faire face à tout moment aux déséquilibres du système.

Par ailleurs, les producteurs de l'UFE considèrent que les questions du mécanisme d'attribution des réserves et des modalités de financement doivent être traitées de manière indépendante. Ainsi, selon les producteurs, un mécanisme de marché n'exclut pas, *a priori*, la couverture des coûts par un tarif : les producteurs évoquent la possibilité de financement au travers du Compte de Régulation des Charges et Produits du TURPE. En revanche, RTE souligne que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité des prix qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée dans le TURPE, et juge en particulier très délicat d'introduire des éléments de volatilité supplémentaires dans le CRCP, qui représente déjà la moitié du TURPE.

L'axe 2 a fait l'objet de contributions d'ERDF et de RTE.

ERDF a indiqué que, pour lui, les bénéficiaires du service sont donc tous les acteurs du système électrique qui créent des variations de fréquence, qu'ils soient injecteurs, soutireurs ou acheminateurs.

RTE a présenté une méthodologie et une analyse quantitative afin d'identifier les acteurs à l'origine des variations de fréquence. A la suite de cette analyse, RTE a identifié que 1/3 de la RP environ n'est utilisée que lors d'événements réseau exceptionnels qui ne se produisent qu'une fois en quelques années ; toutes les autres sollicitations de RP et la totalité des sollicitations de RS sont dues à des déséquilibres entre injections et soutirages dans lesquels les phénomènes qui affectent le réseau ne sont impliqués que de manière négligeable. Toutefois, l'analyse n'a pas permis de distinguer la part des injections de celle des soutirages dans les causes de ces déséquilibres. ERDF a indiqué partager cette analyse. Les producteurs de l'UFE ont exprimé plusieurs réserves, et ont souligné que la méthode ne permet de quantifier précisément qu'un très faible pourcentage des phénomènes étudiés, rendant de ce fait contestable toute conclusion qui serait tirée de cette analyse.

L'axe 3 a fait l'objet de contributions de RTE et des producteurs de l'UFE.

Sur la base des analyses menées dans le cadre de l'axe 2, RTE a analysé que tous les déséquilibres entre injections et soutirages à l'origine de la sollicitation de 2/3 des RP et de la totalité des RS ont leur origine sur les périmètres des Responsables d'Equilibre (RE) physiques, acteurs qui, dans l'architecture de marché, ont la responsabilité d'assumer financièrement les déséquilibres entre injections et soutirages sur leur périmètre au pas 30 min. Aussi,

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

selon RTE, 1/3 des coûts de constitution de la RP pourrait être mutualisé dans le TURPE, en tant qu'assurance pour tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels; 2/3 des coûts de constitution de la RP ainsi que la totalité des coûts de constitution de la RS pourraient être répercutés aux RE physiques, en tant qu'assurance pour compenser les écarts en puissance de cette communauté d'acteurs au niveau du bilan national de l'équilibre. Pour RTE, son rôle de gestionnaire du réseau de transport est de dimensionner le besoin de RP et RS selon des règles transparentes découlant de ses obligations européennes, pour l'équilibrage du système en temps réel. Ces actions sont menées, selon RTE, pour le compte de la communauté des RE physiques, qui devrait en assurer le financement, comme c'est le cas pour les autres réserves d'équilibrage (les Réserves Rapides et Complémentaires). Cette analyse est partagée par ERDF.

En revanche, les producteurs de l'UFE ont exprimé leur désaccord sur cette analyse. D'une part, ils contestent l'affirmation directe qu'une partie des services de réglage puisse être utile à l'équilibrage du RE car au contraire la dérive de la fréquence engendre pour les producteurs fournissant du service de réglage un coût complémentaire sur le périmètre RE et une perturbation sur celui-ci sans possibilité de levier de correction. D'autre part, ils considèrent que l'analyse de RTE aboutissant à répartir même partiellement le financement sur les responsables d'équilibre physiques n'est ni adéquate ni pertinente, pour les raisons suivantes :

- Un tel dispositif ne présenterait aucun caractère incitatif et ne serait pas vertueux.
- La totalité de la capacité de réglage primaire et secondaire doit être considérée comme une assurance, et à ce titre, être financée par le TURPE.
- Enfin, l'étude réalisée dans le cadre du GT comporte pour les producteurs des biais qui rendent ses conclusions contestables.

Les producteurs de l'UFE ont émis une contribution alternative. Ainsi, pour les producteurs, le TURPE constitue le cadre de financement naturel et optimal des services de réglage, pour trois raisons principales :

1. Le réglage de la fréquence bénéficie au système électrique dans son ensemble, et en premier lieu aux consommateurs. La fréquence est un « bien public », dont les coûts doivent être couverts par le tarif.
2. Le maintien du financement des services système dans le TURPE est de nature à favoriser l'optimisation du volume de réglage secondaire par le gestionnaire de réseau.
3. Le TURPE reste aujourd'hui le meilleur vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final. Les producteurs de l'UFE notent qu'il est indispensable de s'assurer que toute évolution du TURPE se traduise par une évolution équivalente des prix de fourniture d'électricité, en particulier des tarifs régulés de vente.

RTE ne partage pas l'analyse des producteurs de l'UFE. RTE considère en effet que :

1. Le réglage de la fréquence est en effet un « bien public », mais l'enjeu (et le résultat des analyses menées par RTE) est d'identifier pour quelle communauté d'acteurs : il ne bénéficie pas aux utilisateurs du système électrique de façon indifférenciée, mais avant tout (hors 1/3 de la RP) à la communauté des RE physiques.
2. Ce n'est pas en incitant financièrement le GRT à diminuer le volume de RP et RS nécessaires au système que la minimisation de ces volumes pourra être obtenue (cela serait dangereux pour la sûreté du système), mais en incitant les RE physiques à mieux s'équilibrer: une partie du besoin de RS pourrait alors diminuer.
3. Le TURPE n'est pas le seul vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final : il peut incomber aux RE qui supporteraient ces coûts de les répercuter à leurs clients finals.

L'axe 4 a fait l'objet d'une contribution de la part des producteurs de l'UFE, qui ont développé une méthodologie d'évaluation du coût complet de constitution des RP et RS, formé par les coûts de développement et d'exploitation induits. La méthode adoptée par les producteurs de l'UFE vise à construire une référence de coût stable et valable sur le long terme, indépendante des prix de l'électricité sur le marché spot. Elle met en œuvre un

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

raisonnement en différentiel à parcs adaptés qui permet de construire des parcs de production au périmètre français qui minimisent le coût complet de fourniture de l'énergie. Un jeu d'hypothèses obtenu sur la base de données publiques, proposé et validé par tous les membres du GT, a été utilisé en entrée du modèle. Les résultats correspondant à ces hypothèses de référence font apparaître un coût complet de constitution des capacités de RP et RS à environ 29 €/MW par heure de mise à disposition, à comparer à la rémunération actuelle de 17 €/MW par heure de mise à disposition environ prévu dans le contrat Services Système actuel. Les échanges et les études de sensibilité partagés au sein du GT ont permis d'étayer la robustesse du modèle ; en particulier, les producteurs de l'UFE ont mené par ailleurs des simulations qui leur ont permis d'établir la neutralité du modèle à la prise en compte de moyens de production hydrauliques. RTE a bien entendu la démonstration de la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques présentée par les producteurs, mais note qu'elle repose en dernier ressort sur une simulation complémentaire menée hors du GT par les producteurs, et dont le fonctionnement, par nature, n'a donc pu être examiné par les autres participants.

RTE a souligné que les discussions qui ont eu lieu en GT ont permis de partager l'approche et de cerner les avantages ainsi que les limites de validité du modèle ainsi que le constat d'un écart significatif entre la rémunération actuelle et le résultat issu de ce modèle.

Le coût résultant de cette étude semble, pour les producteurs, représentatif du coût complet réel qu'ils supportent pour la fourniture de ce service de réglage de la fréquence.

En revanche, pour RTE, il ne peut s'agir de conclure que la valeur qui émerge de cet exercice sera la seule référence pertinente pour le coût effectif des RP et RS pour la période tarifaire à venir. En effet, selon RTE, l'approche par parc adapté est une modélisation de long terme cohérente, mais qui se distingue par nature du parc réel installé qui fournit effectivement les RP et RS.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Introduction

Le modèle de mise en œuvre des Services Système de réglage de la fréquence[1] repose aujourd'hui sur les principes suivants :

- Une obligation de contribution aux RP et RS de tous les producteurs

- Un mécanisme de prescription quotidien par RTE des RP et RS à fournir par les producteurs le lendemain

- Un dispositif régulé financièrement par le TURPE, le montant global alloué étant destiné à couvrir les coûts correspondant à la capacité de réglage requise pour les besoins de RP et RS

La mise en œuvre opérationnelle se fait dans le cadre du Contrat de Participation aux Services Système[2] dont le modèle type est concerté et publié dans la DTR ; le contrat en vigueur est applicable depuis le 1er mars 2011.

Par ailleurs, les discussions menées en 2010 ont abouti à définir une enveloppe financière allouée aux RP et RS dans le cadre tarifaire TURPE 3 fixant le niveau de rémunération. Les producteurs de l'UFE ont fait état de leur souhait de revoir le niveau de rémunération à l'horizon de TURPE 4, de manière à permettre de couvrir les coûts de fourniture de ces services. Ils ont également souhaité examiner si l'acquisition des RP et RS pourrait se faire dans le cadre d'un mécanisme de marché. RTE a exprimé son accord pour engager une concertation en 2011 sur ce thème à horizon de la préparation du TURPE 4.

Dans cette perspective, la CAR du 30 mars 2011 a décidé le lancement d'un GT ad-hoc au sein du CURTE. Les travaux, qui concernent les capacités de RP et RS[3], ont pour objectifs :

- D'étudier un ou plusieurs modèles pour la mise à disposition des RP et RS qui soient cohérents avec les dispositions législatives et réglementaires (participation aux RP et RS obligatoire) et les équilibres financiers à définir par la CRE pour le TURPE 4 (structure tarifaire et enveloppe tarifaire).

- De proposer des recommandations qui pourront alimenter les réflexions de la CRE sur le TURPE 4, portant notamment sur des modalités de participation (modes de constitution) et des règles de détermination de la rémunération (interactions économiques entre les parties prenantes) fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires

Cette concertation doit ainsi permettre de mener une réflexion partagée et de se reposer plusieurs questions en abordant deux dimensions essentielles, relatives aux services de RP et RS :

- Comment définir les modèles économiques de mise à disposition des RP et RS, ie la manière de minimiser pour la collectivité les coûts qui en découlent, tout en assurant le niveau de service, ainsi qu'une répercussion vertueuse de ces coûts aux parties prenantes selon leurs responsabilités ?

- Quel doit être le niveau de rémunération de ces services ?

[1] Il s'agit des RP et RS, pour Réglages Primaire et Secondaire de fréquence. Le réglage primaire agit de manière solidaire entre l'ensemble des GRT de la zone synchrone d'Europe continentale, en permettant de rétablir en moins de 30 secondes l'équilibre offre-demande à une fréquence différente de la valeur de référence ; le besoin de RP est défini globalement au niveau de la plaque synchrone d'Europe continentale et mutualisé entre les GRT de cette plaque, la contribution de chacun étant prescrite directement par ENTSO-E. Le réglage secondaire de chaque GRT est mobilisé uniquement au niveau de la zone de réglage où s'est produit le déséquilibre, et vise à rétablir un équilibre offre-demande sur cette zone ainsi qu'à ramener la fréquence à sa valeur de référence en moins de 15 minutes ; le besoin de RS est dimensionné par chaque GRT en suivant les recommandations d'ENTSO-E.

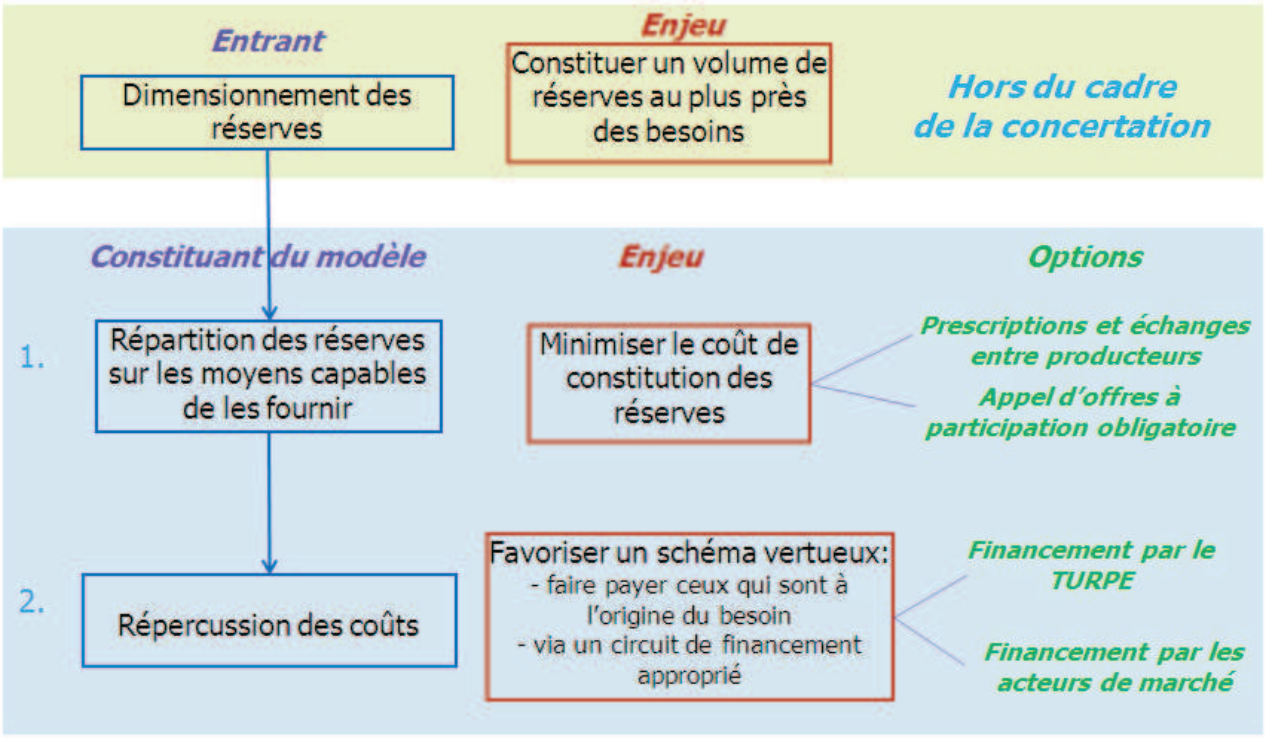
[2] Ce contrat couvre également les services de réglage de la tension, qui n'ont pas été abordés dans le cadre de ce GT.

[3] Les questions qui peuvent se poser sur l'énergie activée à partir de ces réglages n'ont en revanche pas été abordées dans le cadre de cette concertation.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Les bases techniques de la fourniture des RP et RS sont en revanche exclues du cadre de la concertation : en effet, les règles et recommandations formulées par ENTSO-E et déclinées par RTE en une méthodologie formalisée dans la DTR définissent des critères visant à assurer la sûreté du système électrique interconnecté. Le besoin de réserve de réglage (en particulier les volumes de RP et RS) qui en découle est donc considéré comme un invariant.

Cette démarche peut être résumée à travers le schéma suivant :



Sur cette base, les 4 axes de travail du GT ont été les suivants :

1. La constitution des RP et RS : Quel est le mécanisme le plus adapté, entre d'une part une constitution par appel d'offres et d'autre part l'application d'une règle de prescription ? Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?

2. L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?

3. La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition déduire de l'identification des responsabilités et des bénéficiaires du service pour les coûts des RP/RS ?

4. Le dimensionnement des coûts de fourniture du service

La GT s'est réuni 8 fois entre mai et décembre 2011. Les travaux seront validés en CAR du 06/01/2012.

Les participants du GT (présents au moins à une réunion) sont ERDF, des producteurs membres de l'UFE (représentés par la CNR, Direct Energie, E.ON, EDF, GDF Suez, POWEO, Vattenfall), RTE, l'UNIDEN (représentée par Air Liquide). L'UFE a été invitée à participer aux réunions en tant qu'observateur.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Axe de travail 1 : Constitution des RP et RS

Cet axe de travail a fait l'objet d'une contribution de la part des producteurs membres de l'UFE.

1.1 Synthèse de la contribution des producteurs de l'UFE

Les producteurs de l'UFE ont fait état de leurs réflexions sur la possibilité de mettre en place un mode de constitution des RP et RS fondé sur des principes de marché.

Pour les producteurs, le mécanisme actuel de prescription des réserves de puissance présente l'avantage, pour le gestionnaire de réseau, d'avoir la garantie de disposer à tout moment du volume de réserve nécessaire à l'équilibre et à la sécurité du système.
En revanche, pour les producteurs, ce modèle actuel de constitution des réserves n'est pas optimisé économiquement, au sens où la répartition par producteur sur les moyens capables de fournir les services système est effectuée sur le seul critère de la puissance totale programmée constructivement apte à fournir des RP et RS, indépendamment du coût, pour chacun des moyens de production, de constitution de ces réserves.
Les producteurs ont constaté plusieurs marges de manœuvre :

- Certaines capacités ne sont pas offertes actuellement, et pourraient l'être si la rémunération était plus attractive
- Certains groupes mieux placés dans le merit order pourraient fournir plus
- Ouverture au réseau basse tension
- Mise en compétition avec les acteurs étrangers

A l'inverse, un mécanisme d'appel d'offres permettrait, via le jeu de la concurrence, d'atteindre l'optimum économique, à la fois en termes d'efficacité allocative – les producteurs pour lesquels le coût du service est moindre seront davantage retenus – et en termes de minimisation de l'enveloppe budgétaire globale. Il permet également d'augmenter la flexibilité.
Un tel mécanisme de marché permettrait également l'apparition de nouveaux fournisseurs, ce qui contribuerait à une meilleure sécurité du système électrique et à un coût moindre : EnR, producteurs étrangers, modulation en temps réel de la consommation des clients[4].

Les producteurs de l'UFE entendent néanmoins les réserves de certaines parties prenantes faisant état d'un risque prix. Un tel mécanisme pourrait être assorti de mesures visant soit à encadrer le prix des offres ex-ante, soit à les contrôler ex-post.

On peut noter que le mécanisme envisagé par les producteurs de l'UFE inciterait les producteurs à offrir leurs capacités disponibles. Les producteurs de l'UFE estiment donc que le risque d'insuffisance d'offre quelquefois évoqué est inexistant. Les producteurs de l'UFE sont toutefois prêts à s'engager[5] sur l'offre d'un volume minimal de réserve fonction de la puissance programmée apte, chaque producteur restant libre de proposer plus s'il le souhaite. Ceci permettrait de traduire l'obligation actuelle de participation à la fourniture des services système applicable à tous les producteurs disposant des capacités constructives.

[4] Pour ce dernier point, si on intègre la possibilité de différencier offre à la hausse et offre à la baisse.

[5] En J-1, impératif pour certains types de production

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

De manière globale, si un tel mécanisme devait être envisagé, il devrait présenter le design et les caractéristiques suivants pour être réaliste :

Traduction de l'obligation de participation à la fourniture des SSY	o Chaque producteur est obligé de proposer AU MOINS x % (à déterminer) de sa puissance programmée sur les groupes aptes (afin de garantir que le GRT disposera des volumes suffisants). Chaque producteur peut proposer plus s'il le souhaite. o Maintenir l'affectation de la réserve de puissance aux producteurs et non pas aux installations (autonomie d'exploitation) o Maintenir le cadre des inaptitudes temporaires (en période de crue, en exploitation de moins de 5 ESSY)
Ouverture à d'autres acteurs, sans obligation de participer, à condition d'être préqualifiés par RTE	o GRT voisins o Production sur la base d'énergies non programmables o Consommateurs o Actifs sur réseau de distribution
Produit de l'AO	o Réglage primaire o Réglage secondaire
Fréquence de l'AO	Dans l'idéal[6], quotidienne, en J-1 selon des modalités à préciser. Etre au plus proche de l'échéance présente les avantages suivants : o Limitation de l'incertitude et de la prime de risque, nécessité pour une production hydraulique influencée o Simplification de l'accès pour les petits producteurs
Structure de l'offre	o Période de l'offre : 24h o Volume d'une offre : 1 MW o Pas : ½ horaire, avec possibilité de structuration par blocs o Pour la RS, laisser la possibilité de faire 3 types d'offres : à la hausse et à la baisse, à la hausse uniquement ou à la baisse uniquement
Critères d'attribution	Préséance économique
Rémunération	Pay as bid + hors appel d'offres : rémunération de l'énergie (RS[7])
Non-respect de l'offre	Maintenir les spécifications actuelles de suspension ou de limitation de l'indemnité (suite à indisponibilité fortuite, à apport hydraulique non maitrisé…)

Néanmoins l'acceptabilité par les producteurs d'une telle solution ne pourra être validée qu'en fonction de l'analyse détaillée de ses spécifications avec RTE.

1.2 Réactions des autres participants du GT

Les autres participants du GT partagent globalement les pré-requis associés à un modèle de constitution des RP et RS via un mécanisme de marché qui ont été présentés par les producteurs de l'UFE.

[6] Le J-1 est impératif pour certains types de productions afin de définir et garantir le volume de réserve à offrir.

[7] Une rémunération de l'énergie pourrait également être envisagée pour compenser la dérive de la fréquence sur la RP.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Les points suivants ont été soulevés.

- **RTE partage l'idée que les modalités détaillées d'un tel mécanisme devraient faire l'objet d'un examen et d'une analyse d'impacts avant d'en envisager la mise en place. RTE souligne que deux pré-requis lui paraissent essentiels.**
  - Tout d'abord, RTE indique que plusieurs options peuvent être envisagées, l'élément crucial pour RTE restant bien la finalité : le mécanisme doit permettre de garantir que les RP et RS nécessaires au système électrique soient constituées, et que les pré-requis techniques soient pris en compte. Tout mécanisme proposé devra donc permettre d'assurer un niveau de garantie de constitution d'un volume suffisant de RP et RS au moins aussi élevé que le mécanisme actuel de prescription, afin d'être en mesure de faire face aux déséquilibres du système, et en cohérence avec les obligations règlementaires des producteurs en matière de fourniture des RP et RS. Pour la RP, il est également nécessaire de prendre en compte des contraintes de localisation (pour faire face aux cas de réseaux séparés), qui devraient être internalisées dans l'offre des producteurs. RTE souligne qu'il sera donc très vigilant à ce que tout mécanisme proposé permette d'assurer que (i) les capacités constructives soient là dans la durée (ii) un volume suffisant soit offert en pratique pour répondre aux besoins du système.
  - La revue des expériences des autres pays, dans lesquels les défauts initiaux des marchés mis en place ont progressivement été corrigés, montre l'importance du cadre de régulation (en dernier recours, des concepts d'urgence et d'imposition des prix garantissent la fourniture).

    Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs de l'UFE entendent les réserves faisant état d'un risque prix et considèrent qu'un tel mécanisme pourrait être assorti de mesures visant soit à encadrer le prix des offres ex-ante, soit à les contrôler ex-post. Pour les producteurs, les questions du mécanisme d'attribution des réserves et des modalités de financement doivent être traitées de manière indépendante. Ainsi, un mécanisme de marché pour l'attribution des réserves n'exclut pas la couverture des coûts par le tarif d'utilisation du réseau. C'est d'ailleurs le cas dans de nombreux pays européens[8]. Les producteurs de l'UFE objectent en ce sens que certains éléments de risque prix (comme l'achat des pertes) sont assumés par le Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP).

    RTE souligne au contraire que des difficultés de financement ont été constatées dans plusieurs pays qui combinent mécanisme de marché pour l'acquisition des réserves de fréquence et répercussion des charges dans le tarif de réseau, par exemple lors de la fixation des derniers tarifs de réseau en date en Belgique et en Suisse. C'est pourquoi RTE souligne qu'il n'est en tout état de cause pas envisageable que les coûts émergeant d'un tel mécanisme soient couverts par une enveloppe fixe régulée dans le TURPE: une nouvelle boucle de recouvrement des coûts serait nécessairement à mettre en place dans l'hypothèse où un tel mécanisme serait retenu. RTE exclut la possibilité que cette boucle de régulation soit le CRCP, qui apparaît déjà très conséquent (il représente plus de la moitié des 4 milliards d'euros des charges couvertes par TURPE 3), d'autant plus que son apurement est limité par des plafonds annuels pour éviter une volatilité trop importante du tarif. Il semble donc très délicat à RTE d'y introduire des éléments de volatilité supplémentaires.

    Réponse des producteurs de l'UFE : A titre de comparaison, les producteurs de l'UFE répondent que l'augmentation significative de près de 66% de l'enveloppe actuelle des services système résultant de l'évaluation des coûts de constitution de réglages primaire et secondaire (voir infra au point 4) ne représente au final que 3% du TURPE transport et moins de 1% du tarif de réseau complet (transport et distribution). De ce fait, la volatilité des coûts à couvrir, à la hausse comme à la baisse en cas de mécanisme de marché, serait donc très marginale pour le CRCP.

[8] Par exemple : la Belgique, l'Allemagne, la Suisse, l'Autriche, le Danemark, la république Tchèque, la Slovaquie, la Norvège et le Royaume Uni (ces deux derniers avec un système hybride) combinent un mécanisme de marché pour la constitution des capacités de réglage de la fréquence primaire et un financement des coûts par le tarif d'utilisation du réseau. (Source : ENTSO-E, Ancillary services in Europe, 06/07/2011)

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- **ERDF souligne également qu'un mécanisme de marché ne serait envisageable qu'à la condition que le risque prix imprévisible qui en découlera nécessairement ne soit pas reporté dans les comptes du GRT, et donc des GRD** : le mode de régulation du tarif ne le permet en effet pas, et la piste de CRCP n'est qu'une manière de reporter le problème du risque prix dans le temps.

  Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs de l'UFE rappellent ici aussi qu'un mécanisme de marché peut être assorti de mesures visant à encadrer ou à contrôler le prix des offres, et que l'exemple des autres pays européens nous prouve qu'un mécanisme de marché n'exclut pas, *a priori*, la couverture des coûts par un tarif.

- **L'UNIDEN souligne les points suivants :**
  - Le mécanisme envisagé, qui aurait lieu, au moins en partie, après la fermeture des marchés J-1, viendrait de fait en concurrence avec le marché infra-journalier : les implications doivent en être examinées.
  - Le mode d'acquisition des RP et RS doit avoir pour vocation première d'aboutir à la constitution certaine, garantie et à coût optimisé des réserves ; le cadre actuel de rémunération des RP et RS répond déjà à la garantie de fourniture mais assure un coût minimum pour la collectivité des consommateurs. Il semble donc nécessaire qu'il soit démontré que le mécanisme proposé contribue à optimiser (ie diminuer) l'impact auprès des consommateurs, à niveau de sécurité de fonctionnement au moins équivalent : en effet, l'exemple de la mise en place de mécanismes de marché est loin de s'être avéré au bénéfice financier des consommateurs.

    Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs de l'UFE indiquent qu'ils comprennent cette remarque, mais qu'inversement, il serait légitime que les coûts de fourniture des RP et RS soient recouvrés.
  - Il pourrait être envisagé que le pourcentage de puissance active correspondant à l'offre minimale (envisagé dans la proposition des producteurs de l'UFE) corresponde aux pourcentages de prescriptions actuels, avec pénalités si ces minima ne sont pas atteints. Il pourrait aussi être envisagé de faire apparaître de manière explicite un minimum par producteur/fournisseur en liaison avec chaque portefeuille géographique desservi.

    Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs font remarquer que cela est tout à fait en ligne avec leur proposition et que les spécifications devront être étudiées pour valider le modèle.
  - On peut s'interroger sur le traitement des situations où des prix excessivement élevés émergeraient du mécanisme de marché envisagé : il ne serait pas du ressort de RTE d'arbitrer ces situations, cela relèverait plutôt du rôle du régulateur.

    Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs de l'UFE entendent les réserves faisant état d'un risque prix et considèrent qu'un tel mécanisme pourrait être assorti de mesures visant soit à encadrer le prix des offres ex-ante, soit à les contrôler ex-post.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

2. Axe de travail 2 : Identification des acteurs à l'origine des variations de fréquence et des bénéficiaires du service

Cet axe de travail a fait l'objet de contributions de la part d'ERDF et de RTE.

2.1 Contribution d'ERDF

2.1.1 Synthèse des éléments apportés par ERDF

ERDF s'est interrogé sur les bases physiques de la question.

ERDF note que fournir du réglage de fréquence revient à créer des variations régulatrices (ramenant la valeur effective de la fréquence vers la valeur souhaitée) en réponse à un signal ; à l'inverse consommer du réglage consiste à créer des variations perturbatrices. Ces perturbations sont non volontaires. Les bénéficiaires du service sont donc tous les acteurs du système électrique qui créent des variations de fréquence, qu'ils soient injecteur, soutireur ou acheminer : c'est pourquoi les RP et RS sont indispensables pour tous.

Les fournisseurs du service sont aujourd'hui les producteurs. ERDF signale cependant que les 2/3 des nouvelles puissances qui vont être raccordées seront sur le RPD, et souligne que certains de ces moyens souhaiteront et/ou pourront éventuellement participer.

2.1.2 Réaction des autres participants

- **Les producteurs de l'UFE font remarquer que, pour eux, les consommateurs finals sont bien les destinataires du réglage de la fréquence.** Ils soulignent que la finalité du système électrique est bien de permettre que les consommateurs bénéficient d'une électricité de bonne qualité, ce qui en fait des bénéficiaires naturels de ces services. Ils notent par ailleurs que les caractéristiques constructives de groupes de production imposent à ceux-ci de pouvoir fonctionner de manière continue à l'intérieur d'une plage de fréquence comprise entre 49.5 et 50.5 Hz (voire 49 à 51 Hz selon les propositions de nouvelles règles), alors qu'en Europe, hors évènements exceptionnels, la fréquence se situe entre 49,86 Hz et 50,14 Hz. L'amplitude relativement faible des variations de fréquence observée actuellement en Europe bénéficie en premier lieu aux consommateurs.
- **L'UNIDEN considère que les producteurs bénéficient de la qualité de la fréquence autant que les consommateurs** : il n'est pas possible pour eux d'injecter dans n'importe quelles conditions.
- **RTE partage l'analyse d'ERDF.** RTE souligne que les RP et RS sont indispensables pour les producteurs aussi bien que pour les consommateurs, car la RP enraye la chute ou la montée de fréquence sur incident, et en son absence, le moindre incident (par exemple une perte de groupe) provoquerait une dérive de fréquence sans limite et *in fine* une déconnexion de toutes les charges et de tous les groupes. La RS est tout aussi essentielle, puisque c'est elle, associée si nécessaire à la Réserve Rapide, qui permet de reconstituer la RP et ainsi de faire face à l'incident suivant. Ce n'est donc pas la finesse du réglage de fréquence qui est en jeu, mais bien la reconstitution de la RP après un incident afin d'éviter qu'un nouvel incident n'aboutisse *in fine* à un black-out.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

2.2 Contribution de RTE

2.2.1 Synthèse des éléments apportés par RTE

RTE a présenté une méthodologie et une analyse quantitative afin d'identifier les acteurs à l'origine des variations de fréquence.

Avant tout, et dans la continuité de la contribution d'ERDF, RTE souligne que seuls les acteurs physiques du système créent des variations de fréquence et identifie 3 catégories : injections, réseau, soutirages. Chacune de ces catégories d'acteurs est à l'origine d'évènements qui affectent l'équilibre entre offre et demande et sont donc à l'origine de l'activation des RP et/ou des RS. Il convient donc d'analyser les évènements à l'origine de l'activation des RP et RS pour identifier les acteurs à l'origine de la sollicitation des RP et RS.

Les phénomènes physiques à l'origine de la sollicitation de la RP sont les suivants :

1. pertes de groupes (programmables ou non), à différencier selon:
   - avaries ou incidents sur le réseau d'évacuation du producteur
   - incidents sur le réseau amont
2. pertes ou variations brutales de charges[9], à différencier selon:
   - avaries ou variations brutales de charges
   - incidents sur le réseau
3. perte d'un élément du réseau conduisant à un déséquilibre P=C (hors incidents ci-dessus) : l'interconnexion France-Angleterre IFA (câble à courant continu constituant la seule liaison entre les deux zones synchrones)
4. variations brutales de la production pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché (selon les caractéristiques techniques des groupes)

La part de ces évènements dans l'activation des RP a été quantifiée selon les 3 étapes suivantes :

- On calcule l'occurrence des événements aléatoires quantifiables sur le système français (avaries de groupes de production et incidents réseau)

- On détermine l'impact sur la fréquence européenne sur un an de ces évènements. Pour cela :
  - ✓ cette occurrence est multipliée par 5 pour refléter le poids de la France de 20% dans le système synchrone d'Europe continentale[10] et pouvoir ainsi raisonner sur la fréquence (qui est partagée sur cette plaque)
  - ✓ pour chaque incident, on calcule au moyen d'un gabarit normatif l'écart de fréquence correspondant, en considérant que chaque événement affecte la fréquence pendant 10 minutes
  - ✓ on exclut les écarts dans une bande de +/- 20 mHz[11] ; ainsi, le gabarit normatif fournit les écarts hors de la bande +/- 20 mHz et le temps pour retourner dans cette bande

- On examine la distribution de la fréquence et on quantifie l'impact de ces évènements ; le reste des écarts en-dehors de la bande de +/- 20 mHz est déduit par différence et est attribué à des déséquilibres hors incidents réseau et pertes de groupes.

[9] Parmi les phénomènes pouvant être à l'origine de ces variations brutales de charges, le rôle des reprises tarifaires a fait l'objet d'une analyse particulière par RTE et ERDF, qui ne permet pas de conclure si leur dynamique est de nature à solliciter la RP de façon significative ou non. En revanche, ces phénomènes conduisent par nature à solliciter la RS.

[10] Le chiffre de 20% correspond au poids de la France selon la règle de répartition des RP entre les GRT d'Europe continentale.

[11] Les règles d'ENTSO-E RGCE pour l'Europe continentale conduisent en effet à considérer que le réglage de la fréquence a terminé son action lorsque la fréquence est rentrée à l'intérieur de cette bande de tolérance.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

L'analyse fait ressortir deux points concernant la sollicitation des RP :

- Les écarts de fréquence ne dépassent que très exceptionnellement (lors d'événements qui ne se produisent qu'une fois en quelques années, comme le 4 novembre 2006) un seuil qu'on peut estimer à 140 mHz sur la période étudiée, ce qui correspond à une sollicitation d'environ 2/3 de la RP. Aussi, 1/3 de la RP peut être considéré comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événement réseau exceptionnel.

- Les 2/3 restants de la RP sont utilisés pour faire face à tous les écarts de fréquence constatés (qui sont au maximum de 140 mHz) en-dehors de la bande de +/- 20 mHz, qui se produisent pendant environ 570 heures[12]. Cela correspond à la couverture des événements suivants :

- ✓ Les événements aléatoires quantifiables, liés aux pertes de production et de réseau, qui représentent respectivement 5,4 et 0,8 % des sollicitations de RP.
- ✓ Les événements restants, aléatoires et déterministes, qui affectent brusquement l'équilibre P=C, à savoir des variations brusques de production ou de consommation qui ne peuvent être quantifiées explicitement, constituent le terme de bouclage de l'exercice, soit 93,7% des sollicitations de RP.

A partir de l'analyse d'une journée typique, RTE identifie comme cause des variations de fréquence de plus grande amplitude les variations brutales de la production, à chaque heure ronde (en particulier en montée et en baisse de charge), afin d'adhérer au mieux aux blocs des mécanismes de marché, alors que les variations de charge sous-jacentes se font, sauf peut-être en cas de reprises tarifaires[13], de manière beaucoup plus continue.

L'analyse des événements conduisant à la sollicitation des RS montre que l'activation de la RS est liée à la reconstitution des RP utilisées ainsi qu'à des phénomènes de dynamique plus lente. Ces phénomènes, s'ils ne sont pas quantifiables séparément, ne présentent pas les mêmes difficultés d'analyse que ceux qui sont à l'origine des sollicitations de RP : d'une part, la RS française est utilisée dans un cadre uniquement français (pour faire face aux déséquilibres qui ne peuvent pas être résolus par les ajustements) ; d'autre part, la RS est souvent utilisée entièrement (puis reconstituée par actions d'ajustement) : il n'y a donc pas de composante « assurantielle » similaire à celle identifiée pour la RP. Aussi, la totalité de la RS est utilisée pour faire face à des déséquilibres entre offre et demande non liés à des incidents réseau.

2.2.2 Réactions des autres participants du GT

- **Les producteurs de l'UFE expriment plusieurs remarques et réserves :**

- Les producteurs de l'UFE font part des limites de l'exercice puisque seuls 6% des écarts de fréquence observés ont réellement été identifiés, les autres n'étant attribués que par différence, sans que l'analyse ne permette de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage ou à l'injection.

Réponse de RTE : RTE en tire une conclusion différente : les évènements correspondant à des incidents (incidents réseau et pertes de groupes de production) ont été quantifiés, et l'analyse montre que ces évènements ne sont que marginalement à l'origine de la sollicitation des RP et RS. Cela ne signifie pas pour autant que l'analyse soit incomplète : on voit mal comment quantifier explicitement les évènements hors incidents, qui ne sont par nature pas des phénomènes qui peuvent être isolés et identifiés en tant que tels mais correspondent simplement à la traduction des déséquilibres entre offre et demande sur le système électrique.

- Les producteurs de l'UFE constatent que la principale cause d'écarts de fréquence aux heures rondes observés à partir de l'analyse d'une journée typique est manifestement liée aux règles de marché et aux règles de programmation sous forme de blocs horaires, et non aux acteurs eux-mêmes. Ce ne sont en effet pas les

[12] Chiffre basé sur l'analyse de l'année 2010. L'analyse des profils de fréquence des années précédentes montre que le profil de fréquence de l'année 2010 est typique.

[13] Il n'est pas possible de conclure si la dynamique des reprises tarifaires est de nature à solliciter la RP de façon significative ou non.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

programmes en eux-mêmes qui sont en cause, mais bien les variations brutales de production (selon les caractéristiques techniques des groupes) afin de générer des « blocs » qui correspondent aux mécanismes de marché (programmation, règlement des écarts, échanges de produits de marché), mais pas à la demande physique en puissance. Ils soulignent qu'il est de la responsabilité de RTE, avec ses partenaires européens, de poursuivre la coordination entre GRT pour améliorer la qualité de la fréquence (cohérence des contrôles de performances entre pays, coordination des déséquilibres), de trouver les meilleures solutions et dispositifs en terme de programmation de production / consommation et de règles d'ajustement / responsable d'équilibre, de favoriser l'adaptation de l'évolution des mécanismes de marché et variations de charge (top horaires et signaux tarifaires).

Réponse de RTE : RTE souscrit tout à fait à l'idée que la principale cause d'écarts de fréquence aux heures rondes observés à partir de l'analyse d'une journée typique est liée aux règles de marché, et qu'une adaptation de ces règles n'est pas à exclure. Cependant, RTE souligne que ces variations sont l'effet de l'utilisation du marché par les acteurs. Une étude commune ENTSO-E/Eurelectric en cours de finalisation devrait d'ailleurs permettre de préciser ce diagnostic[14]. RTE indique aussi que l'adaptation éventuelle des règles de marché ne relèverait en revanche pas de sa seule responsabilité: RTE rappelle que les règles de marché sont discutées en concertation entre tous les acteurs impliqués, sous l'égide du régulateur.

- Les producteurs de l'UFE posent la question de savoir si les variations déterministes de fréquence dues au suivi des blocs des mécanismes de marché ne sont pas dues à des variations brutales de charges programmables aussi bien qu'aux variations brutales de production identifiées par RTE.

Réponse de RTE : RTE répond qu'à première vue, la charge est par nature continue du fait du poids prépondérant du secteur résidentiel et du petit tertiaire, secteurs qui se caractérisent par un effet de foisonnement ; de plus, si des variations brusques de charges aux heures rondes existent, elles devraient avoir tendance à l'inverse à lisser les variations de fréquence déterministes observées (elles réduiraient en effet l'écart entre variations brutales discontinues de production et continuité de la charge). Après analyse complémentaire, RTE et ERDF concluent qu'il n'est toutefois pas possible de conclure sur l'impact ou l'absence d'impact de variations brusques des charges aux heures rondes sur la sollicitation des réserves primaires. Cela ne change pas la nature des conclusions présentées par RTE.

- Les producteurs de l'UFE observent que la fréquence dérive fréquemment pendant des périodes prolongées sur plusieurs heures et que la moyenne ne revient à 50Hz qu'au bout de plusieurs jours[15]. Au-delà des contraintes d'exploitation, cette dérive engendre pour les producteurs fournissant du service de réglage un coût supplémentaire sur le périmètre RE et constitue une perturbation sur celui-ci sans possibilité de levier de correction.

Réponse de RTE : RTE souligne que cela ne peut être dû à un événement spécifique, mais nécessairement à une combinaison d'évènements, parmi la liste qui a été faite.

- Les producteurs de l'UFE soulignent que cette analyse ne permet pas de mettre en évidence les évènements où la différence de performance entre pays peut amener les RP et RS françaises à être sollicitées à cause d'un déséquilibre permanent dû à un autre pays.

Réponse de RTE : RTE souligne que, si de tels cas ne sont pas à exclure ponctuellement, la qualité du réglage des différents GRT fait l'objet d'un suivi par ENTSO-E et qu'aucune défaillance n'a été mise en évidence.

- Les producteurs de l'UFE s'interrogent sur la pertinence du coefficient de 20% utilisé pour quantifier le poids de la France dans les déséquilibres du système électrique d'Europe continentale.

Réponse de RTE : RTE précise que le chiffre de 20% correspond à la règle de répartition des RP en Europe. Il est donc normatif et ne mesure en effet pas la contribution exacte de la France à la sollicitation des RP : pour connaître

[14] Une synthèse du rapport devrait être publiée en début d'année 2012.

[15] A titre d'illustration complémentaire, les producteurs soulignent que l'évolution de la fréquence amène aujourd'hui celle-ci à n'être plus égale strictement à 50Hz sur chaque pas demi-horaire. Ce constat engendre pour le réglage primaire un cout supplémentaire en terme de variation d'énergie à l'identique du réglage secondaire, certes dans une moindre mesure mais de plus en plus significative.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

cette contribution, il faudrait pouvoir identifier tous les évènements à l'origine de déséquilibres dans toute l'Europe continentale, ce qui n'est pas possible dans les délais et avec les moyens impartis à cette étude. Il est donc nécessaire d'étudier la contribution du système français aux variations de fréquence, et de faire une hypothèse sur l'impact de ces variations sur la fréquence européenne.

- Les producteurs de l'UFE font remarquer que du fait de la composition du parc français, dont la production est comparativement beaucoup moins volatile que celle de ses voisins européens, les excursions de fréquence dues aux variations rapides de la production pour coller aux blocs des mécanismes de marché ne peuvent être attribuées à la zone France par l'application du coefficient de 20%, qui reflète le poids de la production française.

Réponse de RTE : RTE précise que le parc français comporte une grande part de puissance hydraulique commandable, qui peut être à l'origine de variations importantes de fréquence aux heures rondes. Il n'est donc pas évident qu'une prise en compte fine de ce paramètre conduise à identifier une part plus faible de la France dans les variations de fréquence déterministes.

- Les producteurs de l'UFE font remarquer que le seuil de 140 mHz utilisé dans l'analyse présentée par RTE sur la RP paraît discutable car atteint exceptionnellement avec un taux d'occurrence de quelques unités de pas 10s à l'échelle d'une année.

Réponse de RTE : RTE explique que ce seuil, sur la période étudiée, correspond à la séparation entre des évènements réseau affectant de façon indifférenciée tous les utilisateurs du réseau (évènements qui ne produisent qu'une fois en quelques années) et le reste des évènements conduisant à l'activation de la RP. C'est pourquoi le seuil de 140 mHz est utilisé pour séparer une part assurantielle de la RP du reste.

- **ERDF indique partager les résultats des analyses menées par RTE, et y apporte deux compléments :**

- ERDF s'interroge sur le rôle des reprises tarifaires pouvant être à l'origine de variations brutales de charges : il ne semble pas évident que leur dynamique soit suffisamment rapide pour être à l'origine de chocs sur la fréquence, ce qui plaiderait plutôt pour les rattacher à la sollicitation de la réserve secondaire. Une analyse menée par RTE et ERDF n'a pas permis pas de conclure de manière certaine à l'impact des reprises tarifaires sur la sollicitation de la RP. En revanche, ces phénomènes sont nécessairement à l'origine d'activations de RS.

- ERDF note que les aléas de production concernent également la production éolienne et surtout solaire photovoltaïque, dont les variations peuvent se produire sur des échelles de temps très rapides.

Réponse de RTE : RTE indique qu'en pratique, ce phénomène devrait être négligeable en France dans l'état du développement actuel de ces filières.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

3. Axe de travail 3 : Allocation des coûts de constitution des RP et RS

Cet axe de travail a fait l'objet d'une contribution de la part de RTE, et d'une contribution des producteurs de l'UFE.

3.1 Contribution de RTE

3.1.1 Synthèse des éléments apportés par RTE

RTE utilise les travaux d'identification des phénomènes à l'origine de la sollicitation des RP et RS menés dans le cadre de l'axe 2 pour réfléchir aux possibilités d'allocation des coûts de constitution des RP et RS.

RTE analyse que les phénomènes physiques à l'origine de la sollicitation des RP et RS, à l'exception des phénomènes liés aux aléas réseau (exceptionnels ou non), se produisent par définition sur les périmètres des Responsables d'Equilibre. Or les RE sont bien les acteurs qui, dans l'architecture de marché, assument la responsabilité d'assumer financièrement les déséquilibres entre injections et soutirages sur leur périmètre au pas de 30 min. Le rôle de RE physique paraît donc à RTE être le plus approprié pour la répercussion financière des sollicitations des RP et RS, hormis celles liées aux aléas réseau.

Plus précisément, les analyses menées dans le cadre de l'axe 2 sur la RP permettent à RTE de dire que :

- 1/3 de la RP n'est utilisé que pour faire face à des événements réseau exceptionnels identifiables en tant que tels (de tels évènements, comme le 4 novembre 2006, ne se produisent qu'une fois en quelques années). Dans ces cas d'évènements exceptionnels, tous les acteurs du système électrique bénéficient du réglage primaire, qu'ils aient été ou non à l'origine d'un déséquilibre : c'est l'événement qui se produit sur le réseau qui est à l'origine des déséquilibres des acteurs. Aussi, cette part de RP peut être considérée comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événements exceptionnels.

- Le reste de la RP (2/3) est utilisé (totalement ou en partie) dans un nombre de cas significatif (même si l'utilisation totale des 2/3 de la RP n'intervient bien sûr que rarement). Il permet de faire face à des écarts instantanés dus à des déséquilibres entre injections et soutirages physiques. En effet la part des incidents réseau dans ces déséquilibres a pu être quantifiée et apparaît négligeable (0,8% des sollicitations); le reste des déséquilibres correspond donc bien à des écarts qui trouvent leur origine dans des déséquilibres physiques sur les périmètres des Responsables d'Equilibre. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres physiques sur les périmètres de RE). Autrement dit, cette part de RP (en dehors des 0,8% « réseau », en toute rigueur) peut être considérée comme une assurance qui bénéficie à la communauté des RE physiques, au niveau du bilan national de l'équilibre.

Les analyses menées dans le cadre de l'axe 2 sur la RS permettent de dire que le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante assurantielle utilisée exceptionnellement, contrairement à celui de la RP. La RS sert donc simplement de terme de bouclage à la réalisation de l'équilibre offre-demande français et permet ainsi de faire face à des écarts en puissance sur les périmètres de RE physiques français. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection. Autrement dit, la totalité de la RS peut être considérée comme une assurance qui bénéficie à la communauté des RE physiques, au niveau du bilan national de l'équilibre.

Ces éléments conduisent à envisager un schéma de répercussion des coûts de constitution des RP et RS selon les principes suivants :

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- 1/3 des coûts de constitution de la RP pourrait être mutualisés dans le tarif de réseau, en tant que cette part de RP sert d'assurance à tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels

- 2/3 des coûts de constitution de la RP ainsi que la totalité des coûts de constitution de la RS pourraient être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques, en tant que ces réserves servent à compenser les écarts en puissance des RE physiques au niveau du bilan national de l'équilibre. En l'absence de possibilité d'identification précise des RE qui sont à l'origine des écarts, ceci implique de considérer que ces réserves sont constituées en tant qu'assurance pour le compte de cette communauté d'acteurs. La répartition de ces coûts de constitution pourrait alors se faire par exemple au prorata des injections et soutirages physiques de chaque RE par rapport à la totalité des injections et soutirages physiques de tous les RE.

3.1.2 Réactions des autres participants du GT

- **ERDF considère que les moyens à mettre en œuvre pour répondre aux déséquilibres du réseau doivent être à la charge des responsables d'équilibre.**

Compte tenu des présentations et des éléments fournis par le GT, il ne semble pas possible de bien quantifier les acteurs et leur responsabilité dans les déséquilibres. Aussi la répercussion financière proposée :

RP : 2/3 => Responsables d'Equilibre
1/3 => TURPE pour le volet assurantiel
RS : 3/3 => Responsables d'Equilibre

lui semble la plus équitable.

La répartition au prorata des injections et des soutirages convient à ERDF dans le principe car elle fait participer les responsables d'équilibre pour les déséquilibres tant du point de vue du soutirage que du point de vue de l'injection.

- **Les producteurs de l'UFE considèrent que le schéma d'affectation des coûts proposé par RTE n'est ni adéquat ni pertinent, pour les raisons suivantes :**

  - Tout d'abord, cette étude montre que 93,7 % des variations de fréquence observées sont liées soit à des variations brutales de la production (selon les caractéristiques techniques des groupes) pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché, soit à des variations brutales de charge en réaction aux signaux tarifaires. Pour les producteurs de l'UFE, cette écrasante majorité des écarts de fréquence observés est due à l'organisation du marché et aux règles de programmation françaises et européennes sous forme de blocs horaires.
    Il semblerait incongru de faire supporter aux responsables d'équilibre le coût de ce service au prétexte qu'ils génèrent des écarts de fréquence lors de l'application des règles de marché. Ces écarts ne sont en effet qu'une résultante inévitable du *market design*, ceci indépendamment des actions que peut mener le responsable d'équilibre. **Un tel dispositif ne présenterait donc aucun caractère incitatif et ne serait pas vertueux.**

    Réponse de RTE : RTE rappelle que ces déséquilibres proviennent bien de l'utilisation du marché par les acteurs. Pour RTE, il s'agit d'identifier que 2/3 des RP et la totalité des RS constituent un service d'équilibrage qui permet de résorber les déséquilibres offre-demande, y compris ceux qui sont issus de l'utilisation du marché par les acteurs. Ces écarts ne sont donc pas indépendants de la gestion de leur périmètre par les RE, mais en résultent au contraire.

  - L'étude de RTE montre aussi que 33% de la réserve primaire n'est jamais utilisée en situation normale. RTE en déduit que cette partie de la capacité de réserve primaire a un caractère assurantiel et doit être financée par le TURPE. Pour les producteurs de l'UFE, c'est la totalité de la capacité de réserve primaire et secondaire qui a un caractère assurantiel : en effet, le niveau de réserve est fixé

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

forfaitairement par les règles de l'ENTSO-E en fonction de critères de sécurité admis au niveau européen, indépendamment de l'utilisation qui est faite de cette réserve. Il a notamment été indiqué que même si à l'avenir le nombre et l'amplitude des écarts de fréquence observés actuellement diminuait fortement, les niveaux de capacité de réglage primaire et secondaire resteraient à leur niveau actuel, l'assurance contre le risque de défaut au niveau européen devant rester au niveau actuel.
Il semble donc que c'est la totalité de la capacité de réglage primaire et secondaire qui devrait être considérée comme une assurance, et à ce titre, être financée par le TURPE.

Réponse de RTE : RTE partage l'idée que le dimensionnement du niveau des réserves ne dépend que peu des actions des RE (hormis la part de la RS destinée à faire face au gradient de la demande), contrairement à leur utilisation. Les besoins sont en effet fixés selon des règles transparentes découlant des obligations européennes de RTE, pour l'équilibrage du système en temps réel. En ce sens, les capacités de RP et RS sont donc bien une assurance. Cependant, pour RTE, les travaux menés sur l'identification des évènements à l'origine de l'utilisation des RP et RS ont justement pour but de pousser l'analyse plus loin pour savoir au bénéfice de *quelle* communauté d'acteurs cette assurance est constituée. RTE conclut des analyses menées que 1/3 des capacités de RP constituent une assurance pour tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels, et que les 2/3 restants des RP et la totalité des RS constituent une assurance pour la communauté des RE physiques, au niveau du bilan national de l'équilibre.

- **Enfin, l'étude réalisée dans le cadre du GT du CURTE comporte pour les producteurs deux biais qui rendent ses conclusions contestables :**
  - D'une part, seuls 6% des écarts de fréquence observés ont réellement été identifiés, les autres ne sont attribués que par différence,
  - D'autre part, il est nécessaire de traiter séparément la mise à disposition de la réserve (ou capacité de réglage), qui a un caractère assurantiel, de l'utilisation qui est faite de cette réserve (ou énergie de réglage utilisée). Pour les producteurs, seule l'énergie de réglage peut être mise en relation avec les acteurs à l'origine des écarts de fréquence. Or cette étude analyse les écarts de fréquence (et donc l'énergie de réglage utilisée pour les corriger) et en tire des conclusions sur le financement de la capacité de réglage. La rémunération de la mise à disposition d'une capacité en € / MW n'est pas compatible avec un vecteur énergétique en € / MWh.

Réponse de RTE : RTE considère que l'analyse de l'utilisation des capacités de réglage pour réfléchir à un schéma de répercussion des coûts de constitution de ces capacités constitue une méthode plus pertinente qu'une socialisation indifférenciée sur les utilisateurs finals. Par ailleurs, RTE soutient que la rémunération de la mise à disposition d'une capacité en €/MW est tout à fait compatible avec un vecteur énergétique en €/MWh, et évoque à ce titre l'exemple du financement des capacités de Réserves Rapides et Complémentaires, qui sont bien répercutées financièrement aux RE physiques, via le coefficient c sur les soutirages, au travers du compte Ajustements/Ecarts.

- **Plus précisément, les producteurs de l'UFE font état des remarques et réserves suivantes :**

- Les producteurs de l'UFE soulignent qu'en général en Europe les coûts de constitution des RP et RS sont intégrés aux tarifs de réseau, et conteste le bien fondé d'une répercussion éventuelle vers les acteurs de marché, d'autant plus dans le contexte actuel de rédaction des codes européens de réseau.

Réponse de RTE : RTE rappelle qu'a contrario, il existe des pays où certains services de réglage ne sont pas payés: il n'existe pas d'harmonisation européenne, et la question de la compétitivité ne devrait donc pas empêcher de s'interroger sur les responsabilités et l'allocation des coûts de constitution des RP et RS.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Les producteurs de l'UFE indiquent que si dans certains pays (Espagne, Italie, Pays Bas, Roumanie) la réserve primaire n'est pas payée, dans ces mêmes pays la réserve secondaire fait l'objet d'un mécanisme de marché permettant aux producteurs de recouvrir le cout réel de fourniture des services[16].

- Les producteurs de l'UFE estiment que la notion de RE est actuellement fondée sur un pas de temps de 30 minutes (celui qui sert de base au règlement des écarts de RE en énergie) et liée à la mise en œuvre des ajustements. La notion de RE est ainsi liée à l'énergie mise en œuvre sur un pas de temps de règlement des écarts pour compenser les déséquilibres, et non à la puissance de réserve permettant de compenser instantanément ces déséquilibres.

Réponse de RTE : RTE répond que de nombreux ajustements très rapides (moins de 15 minutes) sont activés pour faire face aux déséquilibres des RE[17], et que les charges de constitution des réserves minimales garanties permettant de mettre en œuvre ces ajustements (soit 1000 MW de Réserves Rapides) sont bien répercutées financièrement aux RE physiques (coefficient c sur les soutirages) au travers du compte Ajustements/Ecarts : les écarts en énergie calculés sur une demi-heure ne sont donc pas le seul paramètre à considérer. Il n'y a donc pas d'obstacle, selon RTE, pour étendre ce mode de financement aux réserves automatiques.

- Les producteurs de l'UFE soulignent que la facturation des charges de constitution des 2/3 de la RP et de la RS aux RE ne serait pas porteuse d'incitations pour le RE à mieux s'équilibrer, car il ne dispose pas des moyens lui permettant de le faire. Ils soulignent qu'un RE vertueux et respectant strictement son équilibre en énergie sur une demi-heure tel que cela lui est demandé aujourd'hui se verrait toutefois attribuer une charge supplémentaire. Les producteurs de l'UFE contestent l'affirmation qu'une partie des services de réglage puisse être utile à l'équilibrage du RE. Bien au contraire, d'une part la dérive de la fréquence engendre pour les producteurs fournissant du service de réglage primaire un coût sur le périmètre RE au pas 30 min qui n'est pas compensé financièrement, d'autre part la volatilité de la fréquence constitue une perturbation directe pour le périmètre RE sans possibilité pour celui-ci d'avoir des leviers de correction.

Réponse de RTE : RTE convient que les leviers des RE pour mieux s'équilibrer sur des échelles de temps très courtes sont inexistants dans le cadre des règles actuelles, mais souligne qu'une socialisation de ces charges dans le TURPE ne véhicule pas une meilleure incitation pour les acteurs. Au contraire, une incitation des RE physiques à s'équilibrer plus finement en puissance pourrait aboutir à réduire une partie du besoin de RS, correspondant à la couverture au gradient de la demande. Pour RTE, il s'agit donc d'identifier que 2/3 des RP et la totalité des RS constituent un service d'équilibrage pour la communauté des RE physiques (aussi bien pour leurs injections que pour leurs soutirages), au même titre que d'autres réserves d'équilibrage, et d'identifier le vecteur le plus vertueux pour le leur répercuter financièrement, au lieu d'une socialisation sur tous les soutirages physiques français à travers le TURPE.

3.2 Contribution des producteurs de l'UFE

3.2.1 Synthèse des éléments apportés par les producteurs de l'UFE

Pour les producteurs de l'UFE, le TURPE constitue le cadre de financement naturel et optimal des services de réglage.

Historiquement, les coûts de mise en œuvre des services de réglage sont couverts à travers le TURPE. En effet, il était précisé à l'article 2 du décret 2001-365 du 26 avril 2001, pris en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 :

[16] A l'exception de la Roumanie, au cadre régulatoire changeant et qui est régulièrement confrontée à des problèmes de pénurie de réserve.
[17] L'horizon d'action de ces ajustements rapides est donc le même que celui de la RS, et leur activation complète l'action de la RS en cas de déséquilibre offre-demande ne pouvant être résorbé entièrement par l'action de la RS.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

« Les tarifs d'utilisation des réseaux publics sont calculés à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, […].
Ces coûts comprennent en particulier :
1°- Les coûts de gestion et d'exploitation des réseaux publics, y compris ceux liés à la constitution de réserves d'exploitation ainsi qu'à la mise en œuvre des services de réglage et d'équilibrage ; […] ».

L'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 a abrogé cet article 4 de la loi du 10 février 2000 et a de ce fait ouvert au-delà du TURPE les modalités de couverture de ces coûts.

Néanmoins, les producteurs considèrent que le TURPE reste l'outil privilégié, pour trois raisons principales:

1. **Le réglage de la fréquence bénéficie au système électrique dans son ensemble. La fréquence est un « bien public »,** en ce qu'elle en a les caractéristiques communes : non rivalité (le fait qu'un acteur du système électrique bénéficie d'une fréquence à 50 Hz ne diminue pas la possibilité pour les autres acteurs d'en bénéficier aussi) et non-exclusivité (la fréquence étant la même partout, tous les acteurs en bénéficient).
Les règles de prescription sont définies au niveau européen et sont indépendantes de la qualité du suivi offre-demande des acteurs pris individuellement, mais dépendent des risques inhérents au système. La qualité exigée sert à garantir la stabilité du réseau, responsabilité incombant au gestionnaire de réseau.
Les consommateurs finaux sont bien les destinataires du réglage de la fréquence. On peut noter sur ce point que les caractéristiques constructives de groupes de production imposent à ceux-ci de pouvoir fonctionner de manière continue à l'intérieur d'une plage de fréquence comprise entre 49.5 et 50.5 Hz (voir 49 à 51 Hz selon les propositions de nouvelles règles), alors qu'en Europe, hors évènements exceptionnels, la fréquence se situe entre 49,86 Hz et 50,14 Hz. L'amplitude relativement faible des variations de fréquence observée actuellement en Europe bénéficie en premier lieu aux consommateurs.
Par ailleurs, la considération de « bien public » de la fréquence est indépendante du mécanisme choisi pour attribuer le service de réglage aux différents producteurs, qu'il s'agisse d'une prescription comme c'est le cas aujourd'hui, ou d'un mécanisme de marché.
Les producteurs qui fournissent actuellement des services système considèrent qu'il est d'ailleurs intéressant de noter que, dans la plupart des pays européens, indépendamment du mécanisme choisi :
- les coûts des services système sont couverts par le tarif,
- le tarif est lui-même financé de manière largement majoritaire par les consommateurs. Dans la plupart des pays, il correspond même à 100% de l'enveloppe.
Ainsi, un mécanisme de marché n'exclut pas la couverture des coûts par un tarif.

2. **Le TURPE présente des caractéristiques de régulation incitative, de nature à optimiser le besoin de services système et donc leur fourniture**. En effet, l'un des principes du TURPE est d'inciter les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût.
Les producteurs de l'UFE considèrent qu'il existe des leviers d'amélioration de la maîtrise des coûts, en particulier à travers une optimisation du volume de réglage secondaire requis par le gestionnaire du réseau de transport.
Dans un contexte où le besoin croissant de réglage est supporté par un nombre plus réduit de groupes de production (du fait de l'augmentation de la production décentralisée), le réseau électrique doit être incité à optimiser la sollicitation des réserves. Si le volume de réserve primaire est directement déterminé par les règles de calcul de l'ENTSO-E, le volume de réserve secondaire prescrit par RTE sur la zone France est supérieur au volume calculé à partir de la formule recommandée par l'ENTSO-E lors des périodes de fort gradient de demande. Les producteurs de l'UFE pensent que, dans la perspective d'une future diminution des problèmes de tenue de fréquence aux heures rondes, RTE pourrait revoir à la baisse la formule de calcul de la prescription France de réserve secondaire, pour s'en tenir strictement aux préconisations de l'ENTSO-E.
Le maintien du financement des services système dans le TURPE serait donc de nature à favoriser l'optimisation du volume de réglage secondaire par le gestionnaire de réseau, à travers par exemple le mécanisme de régulation incitative instauré dans le TURPE 3.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

3. **La répercussion des coûts auprès du consommateur final est un élément essentiel du marché de l'électricité. Les producteurs de l'UFE considèrent que le TURPE reste aujourd'hui le meilleur vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final. Notons qu'il est indispensable de s'assurer que toute évolution du TURPE se traduit par une évolution équivalente des prix de fourniture de l'électricité, en particulier des Tarifs Régulés de Vente (TRV).**

Une proposition d'évolution pourrait être d'assurer le financement à travers le TURPE par une enveloppe prévisionnelle *ex ante* et par un ajustement *ex post* via le CRCP.

3.2.2 Réactions des autres participants du GT

RTE est en désaccord avec l'analyse des producteurs de l'UFE. Plus précisément, RTE apporte les commentaires suivants sur les 3 arguments des producteurs de l'UFE.

1. **Le réglage de la fréquence ne bénéficie pas aux utilisateurs du système électrique de façon indifférenciée.** Premièrement, RTE ne partage pas l'analyse consistant à dire que le réglage de fréquence bénéficie plus aux consommateurs qu'aux producteurs : en l'absence de réglage de fréquence, toutes les charges et tous les groupes finiraient par être déconnectés. Ce n'est donc pas la finesse du réglage de fréquence qui est en jeu, mais bien l'existence de réserves permettant d'enrayer la dérive de fréquence en cas d'incident. Deuxièmement, RTE convient tout à fait que l'équilibrage du système en temps réel du système relève de sa mission, mais souligne que cela ne signifie pas pour autant que cet équilibrage pour le compte des acteurs du système doive entraîner que la charge financière des réserves de réglage soit supportée par le tarif de réseau. RTE revient à cet égard sur l'exemple des Réserves Rapides et Complémentaires, qui contribuent au réglage de fréquence et dont les coûts de constitution sont répercutés sur la communauté des RE, au prorata des soutirages physiques.

2. **La détermination des volumes de RP et RS nécessaires à l'équilibrage du système en temps réel ne saurait en aucun cas faire l'objet d'incitations financières à les diminuer.** Pour RTE, l'idée d'une régulation incitative appliquée au dimensionnement des besoins de RP et RS pour le système électrique est dangereuse. En effet, le volume de capacité de réserves nécessaire à l'équilibrage du système est déterminé par RTE selon des règles transparentes (publiées dans la DTR) découlant de ses obligations européennes. Ce volume correspond donc à un strict besoin technique dont les critères sont explicités, ce qui ne se prête pas à des mécanismes de régulation incitative. Pour RTE, il est essentiel que le gestionnaire de réseau ne soit pas financièrement exposé au calcul du besoin de réserves nécessaire au système. Ce n'est donc pas en incitant financièrement le GRT à diminuer le volume de RP et RS nécessaires au système que la minimisation de ces volumes pourra être obtenue (cela serait dangereux pour la sûreté du système), mais en incitant les RE physiques à s'équilibrer plus finement en puissance: une partie du besoin de RS (correspondant à la couverture du gradient de la demande) pourrait alors diminuer, ce qui se traduirait mécaniquement dans le calcul du besoin de RS du système selon les formules appliquées par RTE qui sont publiées dans la DTR.

3. **Le TURPE n'est pas le seul vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final**. RTE estime qu'un financement par les RE des coûts de constitution des 2/3 de RP et de la RS constituerait un vecteur alternatif ; il incomberait alors aux RE de répercuter ces coûts à leurs clients via la facturation de l'énergie qu'ils leur fournissent.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

4. Axe de travail 4 : Evaluation des coûts de constitution des RP et RS

Cet axe de travail a fait l'objet d'une contribution de la part des producteurs de l'UFE : EDF a développé et appliqué pour leur compte une méthodologie d'évaluation des coûts de constitution des RP et RS, sur la base d'hypothèses publiques, partagées et discutées.

Le principe de cette méthodologie, le corps d'hypothèses, les limites et analyses de sensibilité ont été partagés et discutés au sein du GT, dont les membres ont validé le principe de l'utiliser comme une possibilité d'évaluer le coût complet des services de réglage de la fréquence.

4.1 Synthèse des éléments apportés par les producteurs de l'UFE

La méthode adoptée consiste à évaluer le coût de constitution des RP et RS à travers les coûts de développement et d'exploitation qu'elles nécessitent. L'approche retenue vise à construire une référence de prix stable et valable sur le long terme (et donc indépendante des prix de l'électricité sur le marché spot) et suppose que les choix d'investissement sont effectués sur critère économique. La méthode du parc adapté est utilisée dans cette optique : elle permet de construire le parc de production au périmètre français minimisant en espérance le coût complet de fourniture de l'énergie et des RP et RS. L'horizon de temps est suffisamment éloigné pour permettre au parc de production de tendre vers cet optimum économique. Les filières entrant dans la composition des parcs ainsi construits sont développées exclusivement sur critères économiques et présentent un potentiel d'accroissement non contraint. L'exercice est réalisé exclusivement en utilisant des données publiques : historiques de demande, coûts et performances des filières, prescription de RP et RS. Il s'agit donc d'une approche globale et complète permettant notamment de déterminer tous les paramètres (répartition de la capacité développée par filière, coûts de référence) discutés lors de concertations précédentes.

Plus précisément, le modèle fonctionne avec la méthode normative dite « du parc adapté », qui consiste à répondre à une monotone de demande (hors imports/exports) en minimisant le coût complet du parc (part fixe constante et part proportionnelle) à partir de différentes technologies de production (y compris un moyen fictif modélisant la défaillance[18]). Seules les filières compétitives sont retenues dans la construction des parcs adaptés. La demande est décrite en aléa avec l'historique 2002 – 2010.

L'estimation des coûts d'investissement et de gestion induits par la fourniture de RP et RS découle d'un raisonnement par différence entre une situation « théorique », où la monotone de demande est calculée sans RP et RS et la situation « réelle », où la monotone de demande est calculée en tenant compte des prescriptions en RP et RS[19]. Du fait de l'écart sur les demandes qui leurs sont adressées, les structures des deux parcs sont différentes ; bien que la quantité d'énergie produite reste identique, les coûts complets de cette production présentent un écart qui correspond au coût induit par la fourniture des RP et RS. Le coût de constitution des RP et RS est donc formé par un raisonnement en différentiel entre ces deux parcs adaptés. Cette analyse en écart permet de relayer l'effet des simplifications faites sur la représentation des parcs complets à un ordre secondaire.

Les moyens de production hydrauliques ne sont pas représentés, pour les raisons suivantes :

- Leur potentiel de développement est limité et il n'est pas possible de déterminer un coût de filière standard
- Leur capacité à produire est contrainte en quantité par les apports naturels, et leur valeur est formée par les coûts évités des filières thermiques pouvant être développées librement

[18] Le coût implicite de la défaillance correspond à celui de l'énergie non distribuée (valeur normative calée de manière à compenser l'annuité économique du dernier moyen appelé) dans le respect du critère de 3h de défaillance annuelles. En cas de défaillance, tous les autres moyens sont réputés rémunérés à ce prix.

[19] Le placement des RP et RS sur les moyens de production pour répondre à la demande de RP et RS est supposé optimal (en tenant compte des capacités constructives des moyens de production, supposées égales à 2,5% pour la RP et 4,5% pour la RS).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- La complexité des algorithmes nécessaires à la représentation de leur gestion est incompatible avec l'objectif de simplicité du modèle

Une simulation supplémentaire menée séparément montre qu'avec des hypothèses cohérentes avec les pratiques actuelles, la participation des moyens hydrauliques se traduirait par deux effets antagonistes sur le coût complet de constitution des RP et RS qui tendent à s'annuler. Au premier ordre, la non-prise en compte de l'hydraulique n'affecte donc pas la robustesse des résultats.

Un jeu d'hypothèses de référence à utiliser en entrée du modèle a été proposé et approuvé par les membres du GT. Il est fondé sur les éléments publics suivants :

- des historiques de consommation intérieure France à partir de 9 chroniques (2002-2010)
- une demande en RP et RS calculée à partir des formules de référence publiées par RTE[20]
- des prix des combustibles correspondant au scénario de référence à horizon 2015 du rapport 2010 de l'AIE sur les coûts de production de l'électricité
- les autres données technico-économiques des filières de production nécessaires à l'étude[21] sont issues de publication externes identifiées[22]
- un taux d'actualisation de 8 % (en cohérence avec l'hypothèse centrale des coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008)

Plusieurs études de sensibilité en faisant varier ces hypothèses de référence ont été menées afin d'évaluer la robustesse des résultats obtenus :

- contribution à l'offre de réserve primaire par des installations hydrauliques au fil de l'eau, pour une puissance totale installée de 4 GW[23] : aboutit à une baisse des coûts, à environ 28 €/MW par heure de mise à disposition
- abaissement du taux d'actualisation à 6% : baisse des coûts, à environ 25 €/MW par heure de mise à disposition
- hausse du taux d'actualisation à 10% : hausse des coûts, à environ 31 €/MW par heure de mise à disposition
- augmentation des prix du gaz et du fioul : hausse des coûts, à environ 31 €/MW par heure de mise à disposition
- baisse de la prescription de RP[24] : baisse des coûts, à environ 27 €/MW par heure de mise à disposition

Les producteurs de l'UFE soulignent que les variations des résultats obtenues par ces tests de sensibilité, qui se situent autour de 10% alors que les hypothèses varient fortement, tendent à conforter la robustesse du modèle.

Dans cette étude, le coût complet annuel du réglage de la fréquence est estimé à 302 M€[25], avec une fourchette allant de 262 à 324 M€ selon les variantes étudiées.
Rapporté à la capacité de réserve mise à disposition, ce coût est de 28,7 €/(h.MW) (fourchette de 25 à 30,8 €/(h.MW) selon les variantes), à comparer à la rémunération actuelle de 16,96 €/(h.MW).

---

[20] Le besoin issu du gradient de variation de la demande n'est cependant pas pris en compte.

[21] Rendement, taux d'émission de CO2, coûts variables et fixes d'exploitation, coût d'investissement overnight, échéancier d'investissement, durée d'exploitation.

[22] Rapports sur le coût de production de l'électricité de l'AIE 2010, de Mott Mac Donald 2010, EPRI 2008, US EIA 2010, MIT 2009, FERC 2008. Périmètre géographique utilisé pour les hypothèses de coûts : France, Allemagne, Angleterre, Pays-Bas, Belgique ou Suisse.

[23] De façon normative on suppose que ces installations contribuent à la fourniture de RP à hauteur de 1,5% de leur puissance installée, sans perte de puissance active. Les coûts d'investissement et d'exploitation associés aux moyens hydrauliques de fil contribuant à la RP ne sont pas pris en compte. Les puissances en éclusées ne sont pas être prises en compte dans cette étude de sensibilité puisque elles ne satisfont pas les hypothèses prises car la fourniture de RP se fait avec abattement de puissance active et désoptimisation

[24] Baisse à 500 MW de cette prescription, qui est de 600 MW dans le cas de référence.

[25] A titre de rappel, l'enveloppe actuelle prévue dans le TURPE pour le réglage de la fréquence s'élève à 180 M€/an.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Les membres du GT ont ainsi partagé le constat d'un écart significatif entre la rémunération actuelle et le résultat issu de ce modèle.
Le coût résultant de cette étude semble, pour les producteurs, représentatif du coût complet réel qu'ils supportent pour la fourniture du service de réglage de la fréquence.

4.2 Réactions des autres participants du GT

RTE considère que les discussions qui ont eu lieu en GT ont permis de partager l'approche et de cerner les avantages ainsi que les limites de validité du modèle. RTE souligne en revanche qu'il ne peut s'agir de conclure en GT que la valeur qui émerge de cet exercice sera la seule référence pertinente pour le coût des RP et RS. Plus précisément, RTE fait état des remarques et réserves suivantes :

- RTE apprécie les avantages de la simplicité de ce modèle, qui permettront notamment de le partager. De même, il est très appréciable que les hypothèses envisagées soient toutes issues de sources publiques.
- La modélisation par parc adapté présente l'avantage de la clarté. RTE souligne cependant que cette approche gomme par nature la réalité du parc installé qui fournit effectivement les RP et RS. En effet, cette approche par parc adapté est une modélisation de long terme cohérente, mais se distingue par nature du parc réel installé qui fournit effectivement les RP et RS.

  Réponse des producteurs de l'UFE : EDF explique que le résultat d'une modalisation par parc adapté donne effectivement par nature une référence de long terme (à l'horizon de renouvellement du parc), qui ne correspond donc pas nécessairement aux coûts effectifs de la fourniture de RP et RS à un instant donné, dont on peut s'attendre à ce qu'ils dépendent de la situation d'adaptation du parc. Fonder la référence de coût sur l'horizon de développement de nouveaux moyens de production est néanmoins une condition nécessaire à la pérennité à long terme de l'adéquation entre la capacité contributrice du parc et le besoin de services système. En complément, EDF indique qu'une approche mettant en œuvre deux parcs désadaptés présentant des puissances installées identiques ne révèlerait que partiellement le coût de fourniture des RP et RS. En effet, avec une telle approche, une partie de ce coût serait répercutée dans les prix de gros, le prix du ruban obtenu dans le parc fournissant des RP et RS étant supérieur à celui n'en fournissant pas. A l'inverse, l'approche à parcs adaptés permet de révéler en totalité le coût complet de fourniture des RP et RS. En particulier, dans cette approche, les prix moyen du ruban obtenus dans les deux parcs adaptés comparés sont identiques. Les coûts issus du modèle constituent donc bien une référence de moyen à long terme: on peut s'attendre (mais cela resterait à étayer par étude plus poussée) à ce que les coûts réels à un instant donné de la fourniture de RP et RS oscillent autour de cette référence de prix (en supposant que les hypothèses prises par le modèle se réalisent) selon le caractère sur-capacitaire ou sous-capacitaire du parc.
- RTE s'interroge sur le fait que la prise en compte des moyens hydrauliques stockables dans le modèle n'ait aucune incidence sur le coût de constitution des RP et RS. En effet, RTE souligne que les moyens hydrauliques stockables ressortent en général en haut de l'empilement des moyens au merit order, et les RP et RS sont placées en priorité dessus (placement des RP et RS en sens inverse du merit order) : les capacités constructives de fourniture de RP et RS sont donc utilisées très fortement sur ces moyens. RTE a bien entendu la démonstration de la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques effectuée par les producteurs, mais note qu'elle repose en dernier ressort sur une simulation menée hors du GT par les producteurs : cet aspect du modèle, par nature, n'a donc pas pu être partagé.

  Réponse des producteurs de l'UFE : En réponse, EDF détaille les hypothèses de l'étude quantitative qu'il a menée séparément sur ce point et qui a abouti à conclure à la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques stockables : ces simulations ont été menées en cohérence avec les moyens existant au périmètre français, et en supposant une contribution à la fourniture de RP et RS cohérente avec les capacités de réglage du parc français d'hydraulique stockable observées dans le passé.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- RTE indique que les différents tests de sensibilité ne lui semblent pas tout à fait de même nature : le choix du taux d'actualisation à prendre pour le calcul lui paraît être un élément particulier dans la mesure où il doit refléter l'appréciation du risque associé à la fourniture de RP et RS. Or, dans l'hypothèse où cette fourniture ferait comme aujourd'hui l'objet d'une compensation à un prix régulé, il semblerait cohérent d'utiliser un taux correspondant à la rémunération d'activités régulées, auquel cas 6% pourrait être une bonne référence.

  Réponse des producteurs de l'UFE : Les producteurs de l'UFE soulignent d'une part qu'il ne paraît pas envisageable de considérer qu'une partie d'un actif de production serait rémunérée à 6% (pour la constitution de capacités de RP et RS) et une autre à 8% (pour la fourniture d'énergie sur le marché), et d'autre part que les taux d'actualisation réels pré-taxe (convention adoptée dans l'étude pour le calcul des coûts complets des filières thermiques développées) de gestion régulée d'actifs physiques sont proches, pour certains tout du moins, de 8,5% (cas de la gestion de réseau de distribution gaz notamment).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 1

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Réunion de lancement de la Concertation Réglages primaire (RP) et secondaire (RS) de fréquence Perspective TURPE 4

11 mai 2011

Sommaire

1. Démarche de concertation proposée
2. Explicitation de la notion de modèle économique et questions à traiter
3. Réserves primaire et secondaire de fréquence
4. Calendrier prévisionnel jusqu'à fin 2011

Sommaire

1. Démarche de concertation proposée
2. Explicitation de la notion de modèle économique et questions à traiter
3. Réserves primaire et secondaire de fréquence
4. Calendrier prévisionnel jusqu'à fin 2011

Contexte actuel (1/2)

- Un modèle de mise en œuvre des Réglages de la Fréquence qui repose sur les principes suivants :

  - ➔ Une obligation de contribution aux réglages de tous les producteurs
  - ➔ Un mécanisme de prescription par RTE des RP et RS à fournir par les producteurs
  - ➔ Un dispositif régulé financièrement par le TURPE, le montant global alloué étant destiné à couvrir les coûts d'investissement correspondant à la capacité de réglage requise pour les besoins de réserve primaire et secondaire

- La mise en œuvre opérationnelle se fait dans le cadre d'un contrat de participation aux services système dont le modèle type est concerté et publié dans la DTR

- Un nouveau contrat est applicable depuis le 1er mars 2011 et fera l'objet d'un suivi conduit au sein du GT SSY dans sa configuration habituelle

Contexte actuel (2/2)

- Les discussions menées en 2010 ont abouti à :

  - ➔ Une enveloppe financière allouée aux services système dans le cadre tarifaire TURPE3 fixant le niveau de rémunération
  - ➔ Le souhait des producteurs de revoir le mode de rémunération à l'horizon de TURPE4, si possible dans le cadre d'un mécanisme de marché (à définir) ou permettant de couvrir leurs coûts d'investissement
  - ➔ Un accord entre RTE et les producteurs pour engager une concertation en 2011 sur ce thème dans à horizon du TURPE 4

Hypothèses, objectifs et démarche proposée

- Les travaux à mener au sein du CURTE auront pour objectifs :
  - ➔ D'**étudier un ou plusieurs modèles pour la mise à disposition des services de réglage de fréquence** (RP et RS), cohérents avec les dispositions législatives et réglementaires (participation aux RP et RS obligatoire) et les équilibres financiers définis par la CRE (structure tarifaire et enveloppe tarifaire)
  - ➔ De **proposer des recommandations** d'ici fin 2011, qui pourront alimenter les réflexions de la CRE sur le TURPE 4, portant notamment sur :
    - *des modalités de participation (**modes d'acquisition**)*
    - *et des règles de détermination de la rémunération (**interactions économiques entre les parties prenantes**) fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires*

- RTE souhaite profiter de cette concertation pour mener une réflexion partagée permettant de se reposer plusieurs questions et d'aborder deux dimensions essentielles, relatives aux services de RP et RS :
  1. Les **modèles économiques** de mise à disposition des RP et RS
  2. Le niveau de **rémunération** de ces services

- **Un invariant : le besoin de réserve de réglages**

Sommaire

1. Démarche de concertation proposée
2. Explicitation de la notion de modèle économique et questions à traiter
3. Réserves primaire et secondaire de fréquence
4. Calendrier prévisionnel jusqu'à fin 2011

Notion de modèle économique

FORMULATION DE LA QUESTION

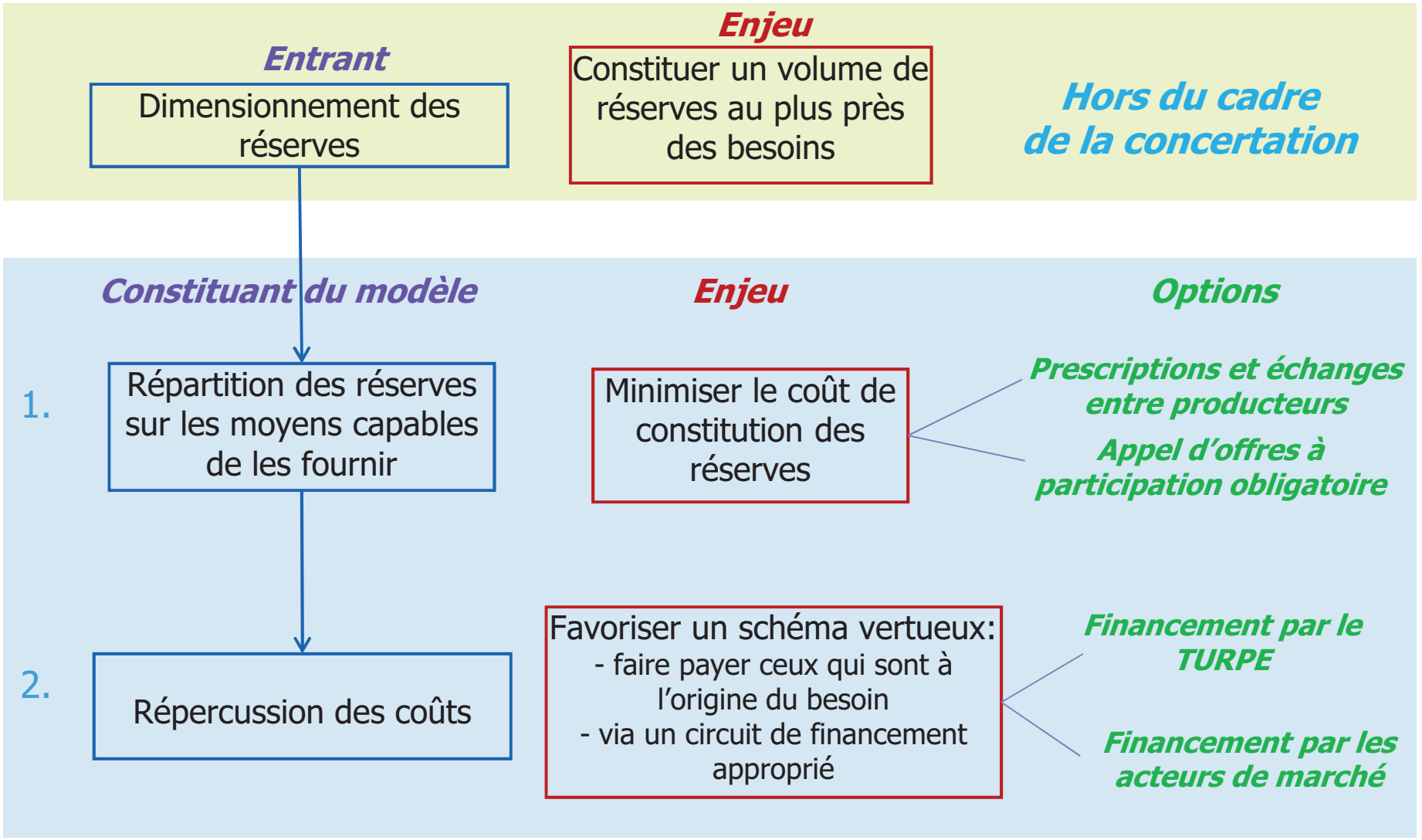
- Les règles et recommandations formulées par l'ENTSOE définissent des critères visant à assurer la sûreté du système électrique interconnecté

- Les réglages doivent permettre d'assurer le respect de ces critères

- La constitution des réserves primaire et secondaire de fréquence a un coût

- Le modèle économique est :
  - ➔ la manière de minimiser ces coûts pour la collectivité, tout en assurant le niveau de service
  - ➔ la manière de répercuter ces coûts aux parties prenantes selon leurs responsabilités

Le modèle de constitution et de financement des réserves



L'interaction entre les constituants du modèle économique

- La demande des producteurs d'examiner la possibilité de constituer les SSY f/P par appel d'offres implique naturellement la nécessité d'examiner en même temps les modes de répercussion des coûts

➔ La rémunération des SSY f/P est actuellement régulée et financée par le TURPE

➔Une constitution par appel d'offres (à supposer qu'elle se justifie) impliquerait l'émergence d'un prix dérégulé et la rupture du modèle actuel (régulé)

➔Cela pose la question de la compatibilité avec un financement par le TURPE

Une constitution des RP et/ou RS par appel d'offres est-elle compatible avec un financement TURPE ?

- Difficulté à financer par le TURPE une charge volatile et non prévisible
- Faisabilité pratique à appréhender en fonction des contraintes de régulation
- Difficultés de financement importantes rencontrées dans les autres pays qui ont suivi ce modèle (Suisse, Allemagne, Belgique)

Sommaire

1. Démarche de concertation proposée
2. Explicitation de la notion de modèle économique et questions à traiter
3. Réserves primaire et secondaire de fréquence
4. Calendrier prévisionnel jusqu'à fin 2011

Réserves primaire et secondaire de fréquence : rappels

- RESERVE PRIMAIRE DE FREQUENCE (RP)

  ➔ Le réglage primaire agit de manière solidaire entre l'ensemble des TSOs de la zone synchrone d'Europe continentale, en permettant de rétablir l'équilibre offre-demande (à une fréquence différente de la valeur de référence)
  ➔La Réserve Primaire est définie globalement au niveau de la zone et mutualisée entre les TSOs, la contribution de chacun étant prescrite par ENTSO-E

- RESERVE SECONDAIRE DE FREQUENCE (RS)

  ➔ Le réglage secondaire de chaque TSO est mobilisé uniquement au niveau de la zone de réglage où s'est produit le déséquilibre
  ➔Le besoin de Réserve Secondaire est dimensionné par chaque TSO selon les recommandations ENTSO-E

Comment réexaminer le modèle économique des RP et RS ?

Constituant du modèle

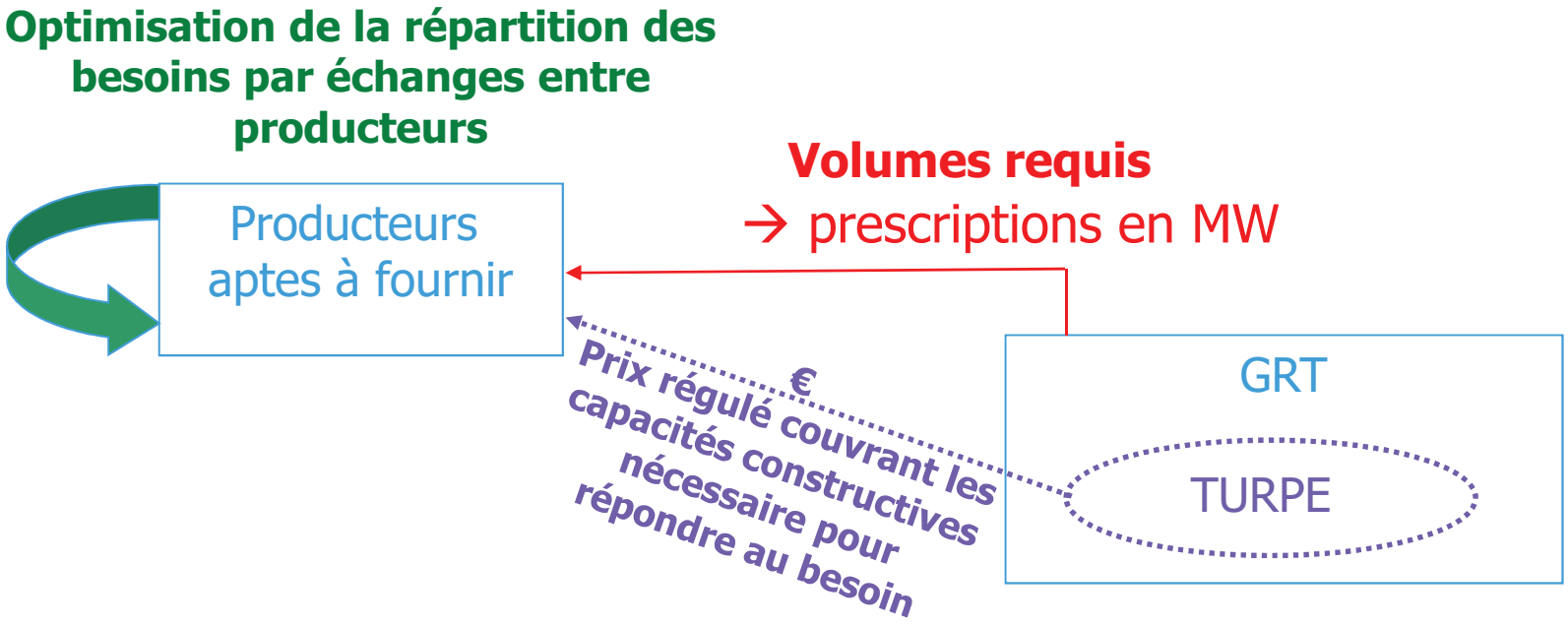
1. Répartition des réserves sur les moyens capables de les fournir

2. Répercussion des coûts

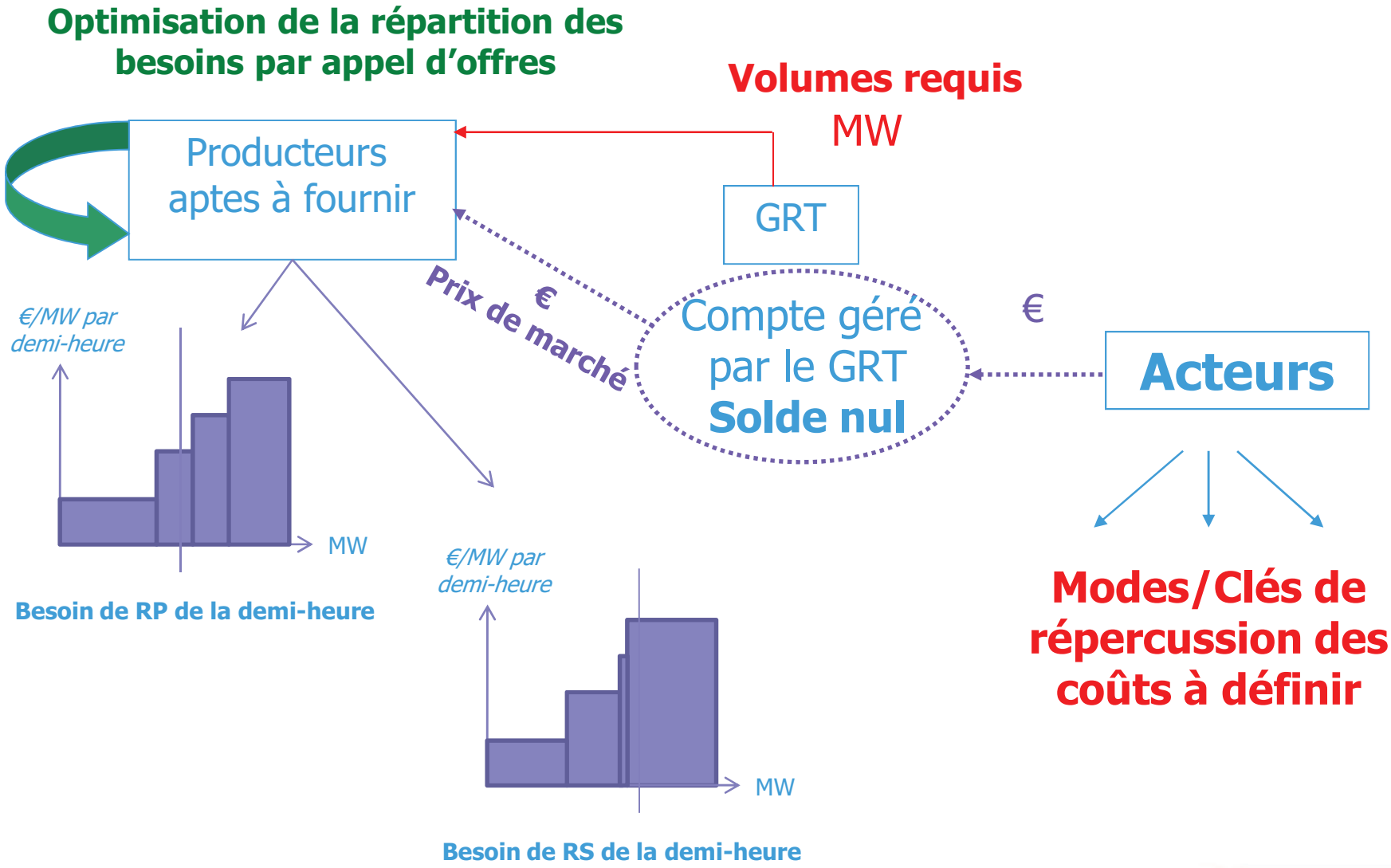
Une constitution par appel d'offres (avec obligation de participation et sous contraintes techniques) pourrait peut-être permettre de mieux optimiser la répartition des volumes requis

L'identification de responsabilités collectives est possible : c'est pour la communauté des acteurs que les réserves sont utilisées, et leur financement pourrait leur être imputé (selon une clé de répartition à définir). Il s'agit d'une activité d'équilibre offre-demande pour le compte de la communauté des acteurs, à bien distinguer des activités liées directement aux actifs de transport

Modèle économique actuel des RP et RS



Un nouveau modèle économique possible pour les RP et RS



Proposition de questions à instruire sur le modèle économique des RP et RS

- Constitution des RP et RS

  ➔ Une constitution par appel d'offres est-elle réellement mieux adaptée qu'une règle de répartition ?

  ➔ Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ?

  ➔ Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?

- Répercussion des coûts des RP et RS

  ➔ Comment identifier finement les responsabilités des acteurs ?

  ➔ Comment identifier finement les leviers des acteurs ?

  ➔ Quels modes/clés de répartition en déduire ?

Sommaire

1. Démarche de concertation proposée
2. Explicitation de la notion de modèle économique et questions à traiter
3. Réserves primaire et secondaire de fréquence
4. Calendrier prévisionnel jusqu'à fin 2011

Calendrier prévisionnel

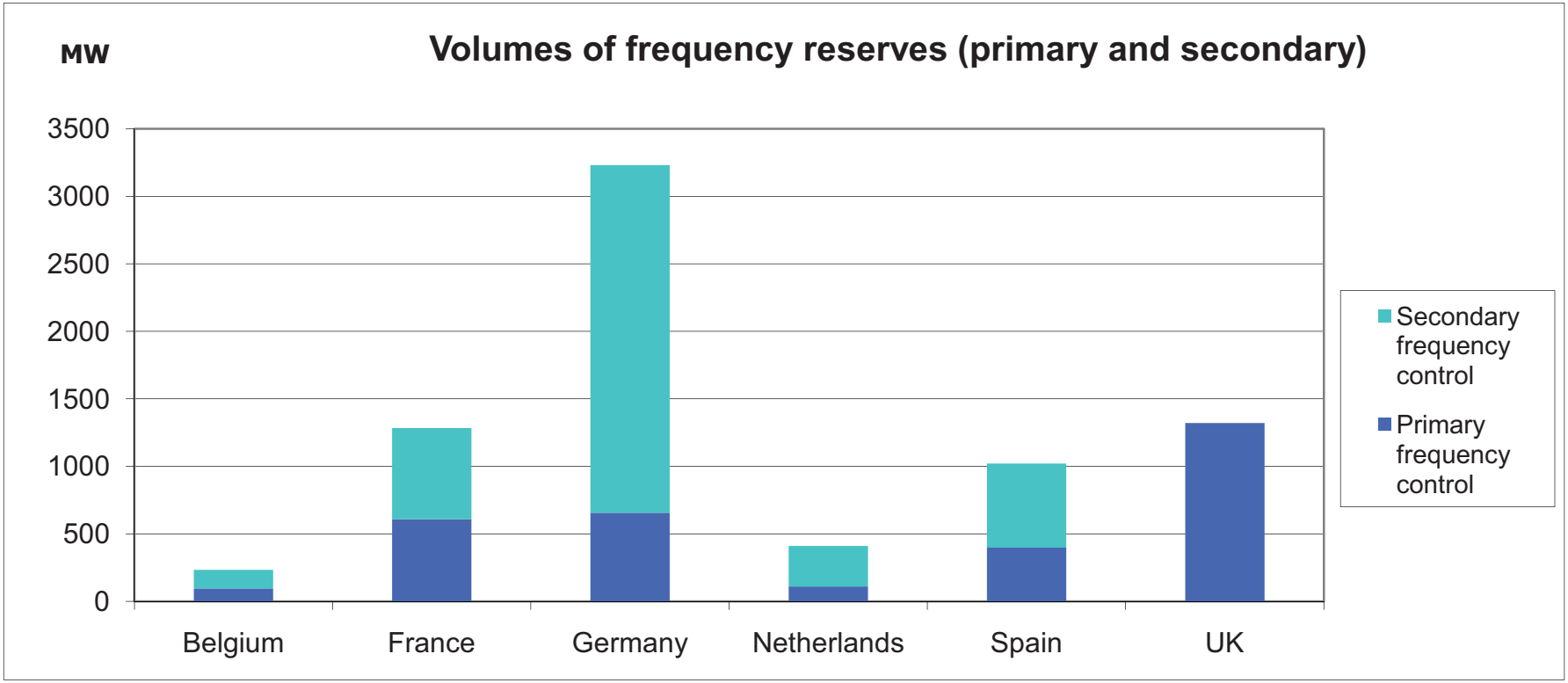
- Des réunions de concertation mensuelles, avec si nécessaire des réunions intermédiaires en fonction de l'avancement des travaux :

  - ➔ Mercredi 11 mai 2011, 15h00-17h00
  - ➔ Jeudi 9 juin 2011, 14h00-17h00
  - ➔ Jeudi 7 juillet 2011, 09h00-12h00
  - ➔ Jeudi 8 septembre 2011, 14h00-17h00
  - ➔ Jeudi 6 octobre 2011, 14h00-17h00
  - ➔ Vendredi 4 novembre 2011, 09h00-12h00
  - ➔ Mercredi 7 décembre 2011, 14h00-17h00

- A l'issue de chaque réunion RTE établira un relevé de positions

Annexes

Benchmark des volumes de réserves (RP et RS)



Mode de constitution des RP et RS dans plusieurs pays

	Réserve primaire	Réserve secondaire
France	Obligation Contrats bilatéraux (1)	Obligation Contrats bilatéraux (1)
Allemagne	Marché national Appel d'offre mensuel	Marché national Appel d'offre mensuel
Italie	Obligation Non rémunéré	Marché Appel d'offre journalier
Espagne	Obligation Non rémunéré	Marché Appel d'offre journalier
Portugal	Obligation Non rémunéré	Marché Appel d'offre journalier
Belgique	Contrats bilatéraux (2)	Contrats bilatéraux (2)
Pays-Bas	Obligation Non rémunéré	Marché Appel d'offre journalier
Grande Bretagne	Marché (échéances mensuelles) + contrats bilatéraux	Sans objet

Source: benchmark CURTE

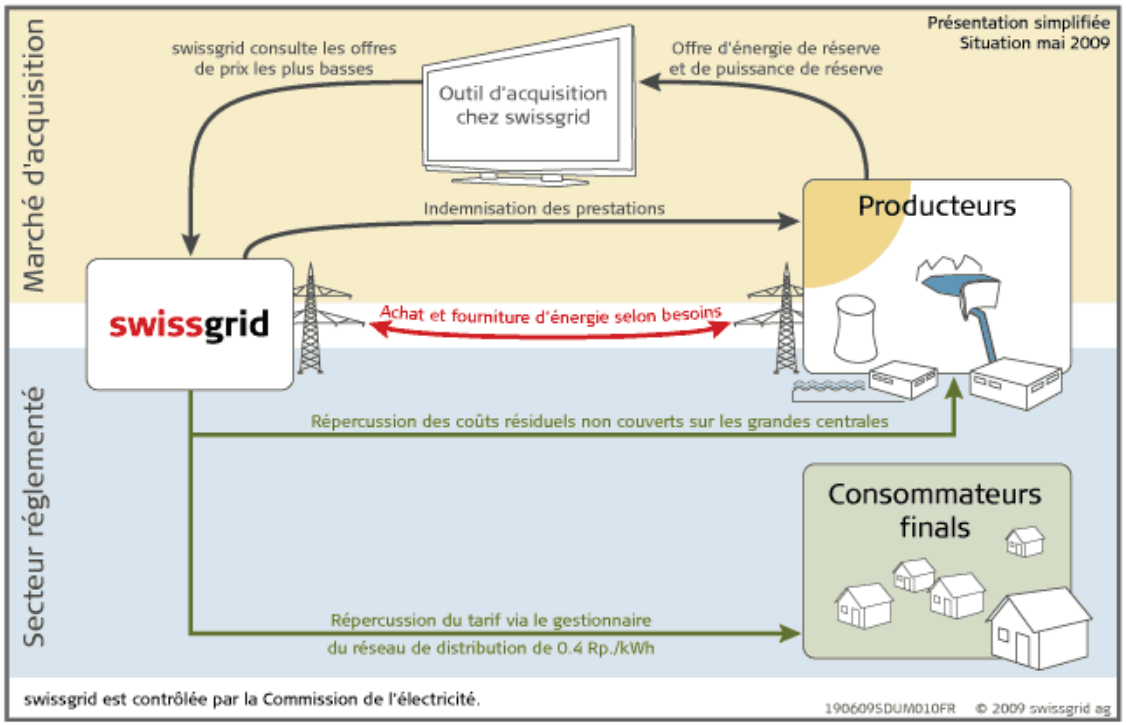
(1) Conditions de participation identiques pour tous les producteurs
(2) Offres remises par les producteurs, négociées avec Elia mais prix arbitrés par le Ministre

Difficultés rencontrées en Suisse

2008: Décision de constituer les réserves par appels d'offres

Forte augmentation des prix et adoption de 2 mesures de régulation:

- *Introduction d'un cap de prix et abandon du paiement au prix marginal*
- *Plafonnement de l'imputation aux consommateurs finals:*

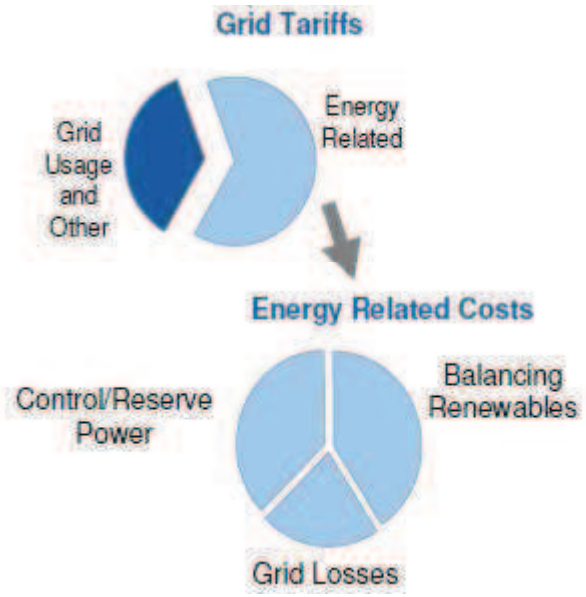


2010: Abandon de ce plafonnement par décision du Tribunal administratif

??

Difficultés de financement rencontrées en Allemagne

Extrait d'une présentation faite par Vattenfall, Ancillary Services Forum 2009



Grid tariffs subject to restrictive regulation. Major part from this is also energy related and thus market price driven

Energy related costs are price driven. Since there is no approved mechanism for cost recovery, the TSO has become a loss making business!

Réseau de transport d'électricité

Le CRCP
(Compte de Régulation des Charges et Produits)

10 juin 2011
DRF

Quatre types de charges et de recettes

- **Maîtrisables (ou supposé tel)**
  - Légitimité à ce que RTE assume tout ou partie des écarts entre valeurs prévisionnelles et valeurs prévues
  - Partage des gains avec l'utilisateur du réseau (régulation incitative)
  - Pas de partage des pertes (tout pour RTE)
  - Charges de main d'œuvre, achats externes, coûts de congestion
  - ~25% des charges

- **Non maîtrisables, mais prévisibles**
  - Ecarts entre valeurs prévues et valeurs réalisées normalement faibles
  - Foisonnement de ces écarts supposés sans biais
  - Peu d'impact sur le résultat de RTE
  - Impôts et taxes, services systèmes, programme de sécurisation mécanique
  - ~25% des charges

- **Non maîtrisables et peu prévisibles**
  - Fait courir un risque important à RTE
  - Nécessiterait une rémunération des capitaux engagés plus importante si RTE assumait le risque et donc un tarif plus élevé
  - Pertes, recettes tarifaires et d'interconnexion
  - ~20% des charges, ~100% des recettes

- **Charges de capital**
  - Ne pas inciter RTE à réduire les dépenses d'investissement qui n'auraient des effets qu'à long terme
  - ~30% des charges

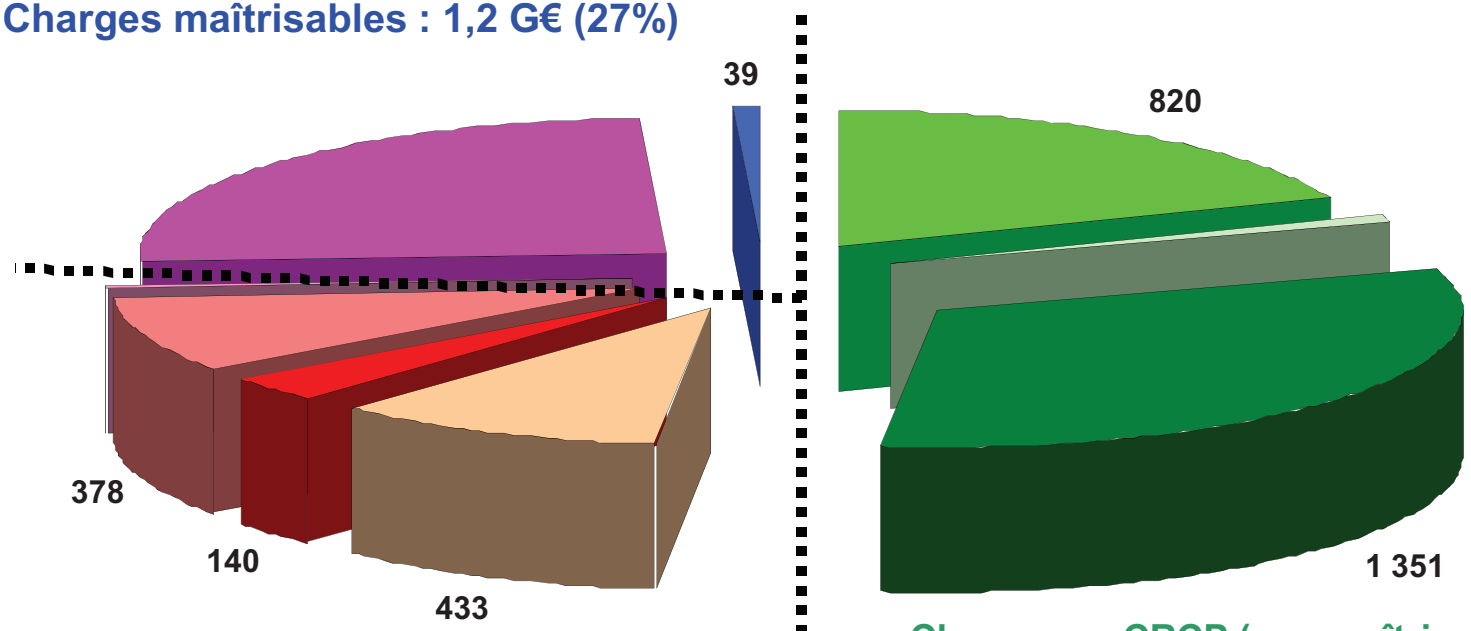
Périmètre du CRCP

Rte
Réseau de transport d'électricité

Périmètre de régulation des charges tarifaires

Périmètre de régulation (2009 prévisionnel)

Charges maîtrisables : 1,2 G€ (27%)



Autres charges (non maîtrisables, mais prévisibles) : 1,0 G€ (22%)

Charges au CRCP (non maîtrisables, difficiles à prévoir + charges de capital) : 2,2 G€ (51%)

- Pertes
- Autres comptes de régulation
- Charges de capital
- Impôts et taxes
- Sécurisation mécanique
- Services systèmes et ITC
- Autres produits et charges
- OPEX
- Coûts de congestion France

Evolution du CRCP

CRCP TURPE1-TURPE2 :

- Pertes, interconnexions, écart sur les investissements,
- Pas d'apurement en cours de période, dont la durée a été rallongée (3 ans et 7 mois au lieu de 2 ans),
- Dette de 866 M€ à fin 2008, rendue au rythme de 213M€ par an (soit un niveau tarifaire diminué de 5% pendant toute la période TURPE3)
  - **hausse mécanique de 5 % du tarif en 2013 ?**
  - **S'additionne à d'autres facteurs conjoncturels (règlement 714/2009) et structurels récurrents (OPEX, charges de capital)**
- Rémunération de 7,25%

CRCP TURPE3 hors régulation incitative :

- Recettes tarifaires,
- Ecarts sur les postes éligibles au CRCP pendant chaque année de la période TURPE3,
- Apurement de ces écarts via l'évolution tarifaire chaque année suivante.

Performance régulation incitative :

- Bonus/malus de la continuité d'alimentation
- 50% de la performance positive sur les OPEX
- 50% de la performance positive, ou 50% de la performance négative jusqu'à 40 M€ sur les pertes
- Apurement uniquement en fin de période TURPE3

Bilan en fin de période TURPE3

- Rémunération du CRCP TURPE3 à un taux de 4,2%

Le périmètre du CRCP TURPE3

Charges et de recettes dans le périmètre du CRCP de TURPE3 pour RTE :
(extrait de l'exposé des motifs du 26/02/2009)

– les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux

– certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve d'auditabilité

– les charges de capital

– la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies (coûts échoués)

– les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires

– les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions

– les recettes liées aux contrats entre GRT

– l'écart entre les annuités prévues et réalisées qui résulte de l'application du mécanisme du CRFI

– incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative

– Concernant la taxe professionnelle, dans le cas où des modifications législatives impacteraient les hypothèses retenues, les écarts résultant de telles modifications seront pris en compte dans le CRCP

– Dans le cas où des compléments de loyer, au titre de l'utilisation d'ouvrages de transport d'électricité remis en dotation à la SNCF et exploités par RTE sur la période 2002-2008, seraient mis à la charge de RTE par une décision devenue définitive de la juridiction administrative après épuisement par RTE de l'ensemble des voies de recours, ces charges seront prises en compte dans le CRCP.

– Les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte au CRCP.

Périmètre

Ce qui est au CRCP (et donc neutre pour RTE) :

- les recettes d'interconnexion
- les coûts de congestions internationales
- les frais de gestion des interconnexions
- les contrats d'échange entre GRT
- les pertes

Données comptables = agrégat congestions + RE/MA + CEEG

Ce qui n'est pas au CRCP (et donc écarts à la charge de RTE) :

- les coûts de congestion France
- les services système
- l'ITC
- solde RE/MA

2010 (en MEuros)	**Réalisé comptable**	**retraitements**	**Réalisé**	
OPEX brutes				
Achats liés au système électrique	**-1101,7**	**0,0**	**-1101,7**	
Achat des pertes	-737,7	-13,3	-751,0	**CRCP**
Services systèmes	-288,6	-9,3	-297,9	
Coûts des congestions			-68,0	
dont congestions France			-69,7	
dont congestions internationales	-84,1	22,7	1,7	**CRCP**
Solde RE/MA dont régularisation années antérieures			-6,9	
Contrats d'échanges GRT après le 1/07/06			13,4	**CRCP**
Charges inter-GRT	8,7		8,7	

Réseau de transport d'électricité

Les dispositions du CRCP TURPE3

Rémunération de 4,2% (7,25% pour TURPE2)

– cette rémunération correspond au taux sans risque avant IS

– selon RTE une rémunération au CMPC après IS serait plus logique…

- Les écarts portés au CRCP rentrent dans le résultat comptable et sont donc soumis à l'IS (ou génèrent une économie d'IS)
- L'apurement du CRCP a un effet IS symétrique, au taux de rémunération près

– le taux de rémunération retenu impacte la valeur d'entreprise

- Le mécanisme du CRCP est neutre en valeur d'entreprise dès lors que le taux de rémunération est correctement calé

Valeurs prévisionnelles du CRCP de l'année communiquées à la CRE avant le 31/10

Apurement annuel dans une limite de +/-2% du tarif

CRCP provenant de la régulation incitative apuré uniquement en fin de période

–Bonus/malus de la qualité (borné à +/- 20 M€ par an)

–50% des gains sur les OPEX par rapport à l'assiette

–Performance sur les pertes

Les Services système au CRCP ?

Actuellement les services système sont des charges

• non maîtrisables
➢ ne sont pas dans l'assiette des charges maîtrisables

• prévisibles
➢ ils ne sont pas au CRCP

Si les services système deviennent une charge **non prévisible** :

➢ Devraient-ils être portés au CRCP ?

• La part des charges qui est au CRCP est déjà importante :
- L'apurement annuel peut devenir difficile si on augmente le périmètre (plafond à +/-2%)
- Souhait de ne pas avoir de montant de CRCP trop élevé en fin de période tarifaire (précédent de TURPE2)
- Difficulté de faire valider par la CRE une augmentation significative du périmètre du CRCP

• Les services système contribuent à assurer l'acheminement de l'électricité via le maintien de l'équilibre offre-demande

Le TURPE soutirage doit-il couvrir intégralement les services système ?



Overview of transmission tariffs 2011

entsoe

Reliable Sustainable Connected

General

- 32 participating countries
- Update of 2010 prices with final data
- For some countries 2011 prices are estimations
- Same contents as in 2010

- **Sharing of grid charges among G and L**
  - In most countries load pays 100%
  - 11 countries G pays part of tariff: Austria, Denmark, Finland, France, GB, Ireland, Norway, Poland, Romania, Spain and Sweden
  - In countries where G pays, charges for G are much lower than for L
- **Seasonal/time-of-day signal:**
  - Belgium, Croatia, Estonia, Finland, GB, Greece, NI, Norway, Portugal, Serbia, Slovenia, Spain.
- **Location signal:**
  - Great Britain, Ireland, Norway, Romania and Sweden

- **Losses included in tariff**
  - In most countries losses are included
  - Not included: Belgium (>150kV), Bosnia & H., GB, Greece, Ireland, Italy, NI, Portugal, Spain
  - Specific fee for losses: Slovak Rep and Switzerland
- **System services included in tariff**
  - Not included in: Bosnia and H.,Portugal and Spain
  - Specific tariff for S.S: Austria, Belgium, GB, Greece, Hungary, Netherlands, NI, Romania, Slovak Rep and, Slovenia and Switzerland

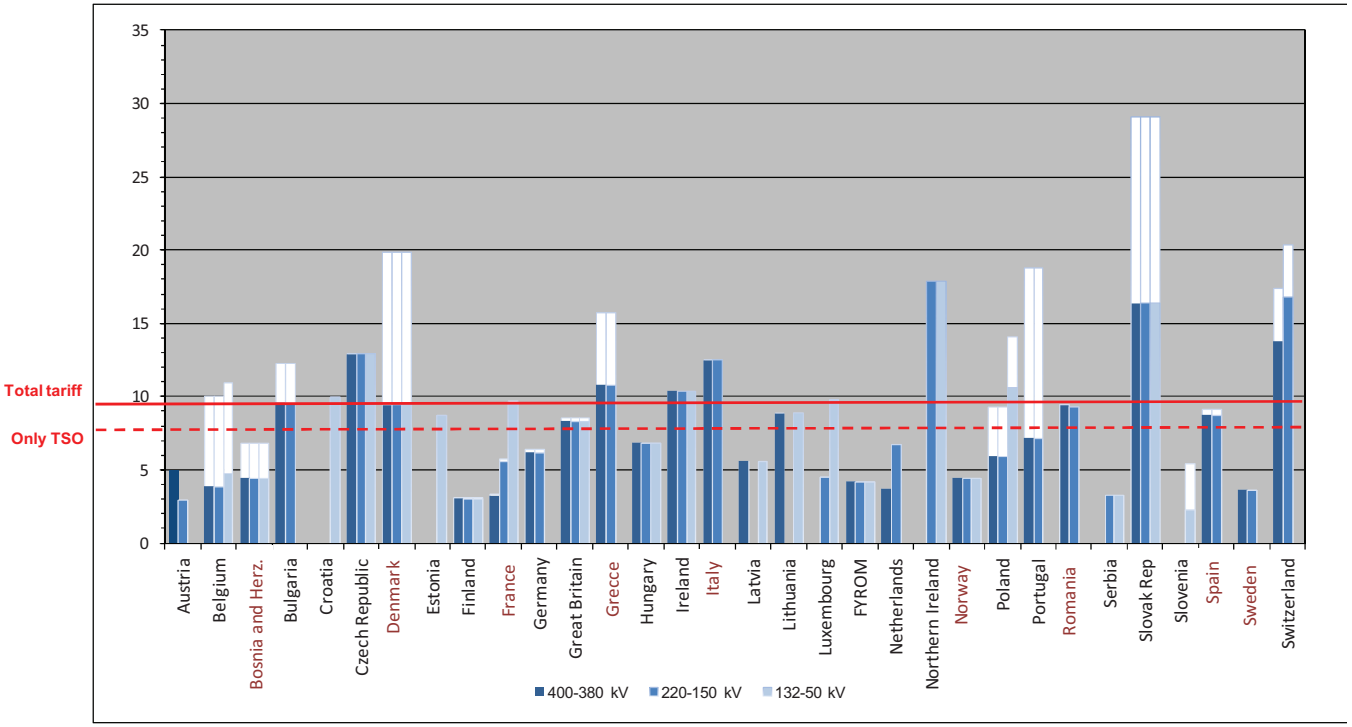
Costs included in the comparison, main findings

- **Infrastructure costs (capex, opex) are included in all countries.**
- **System services costs included in tariff vary across Europe :**
  - Several countries Primary reserve is not included
  - System balancing is not included in most countries
  - Secondary reserve doesn´t exist in Nordic countries
- **Other costs (stranded costs, public interest contribution, renewable energy and others) are included in 50% of countries.**

Comparison of transmission tariffs

- **Average 2011 tariff**
  - 9,6 €/MWh total tariff
  - 7,7 €MWh TSO only
- **Voltage ranges**
  - In 13 countries within 400 - 50 kV
  - In 11 countries TSO tariff is applied within 400- 220 kV
  - In 3 countries only 132-50 kV level exists

Comparison of transmission tariffs 2011: total tariff and "TSO only" tariff (inc. infrastructure costs, losses and ancillary services)



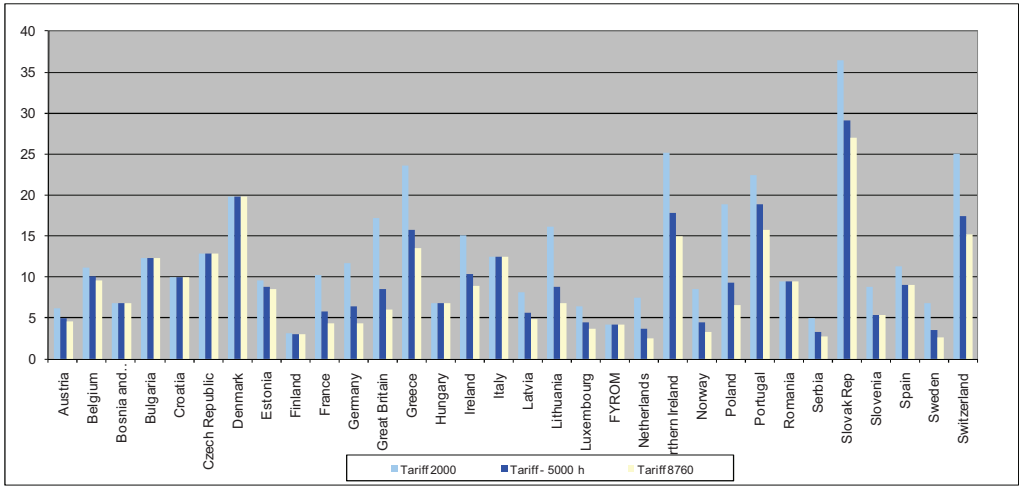
Energy and power components

- **Energy only component in 8 countries**
  - Bulgaria, Denmark, Estonia, Finland, Hungary, Italy, FYROM and Romania
- **In 8 countries power component is above 50%**
  - Germany, GB, Latvia, Lithuania, Netherlands, Poland, Slovenia, and Sweden



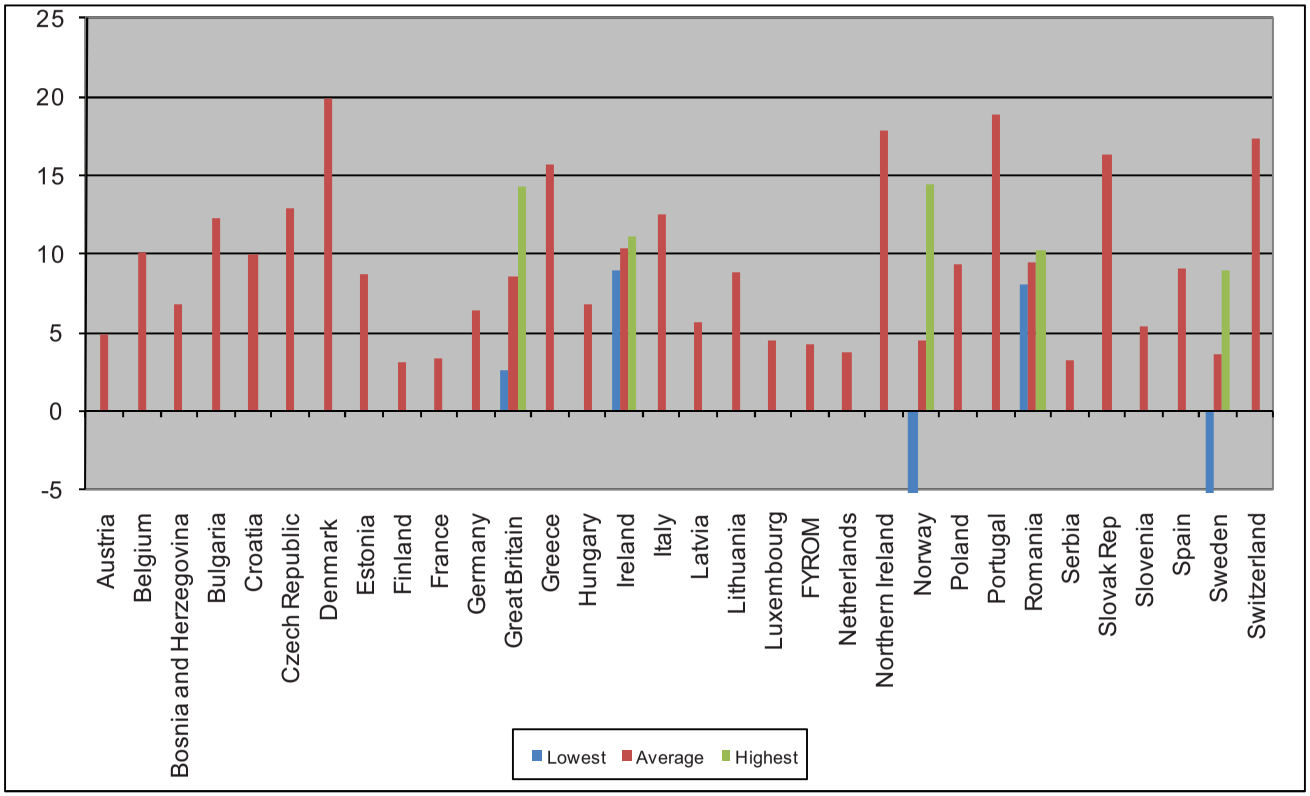
Impact of Utilisation Time

Comparison of transmission tariffs 2011 G+L : impact of utilisation time



- **Tariff independant of utilisation time in 10 countries**
  - Bosnia, Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Denmark, Finland, Hungary, Italy, FYROM and Romania
- **Tariff decreases with utilisation time in 22 countries**

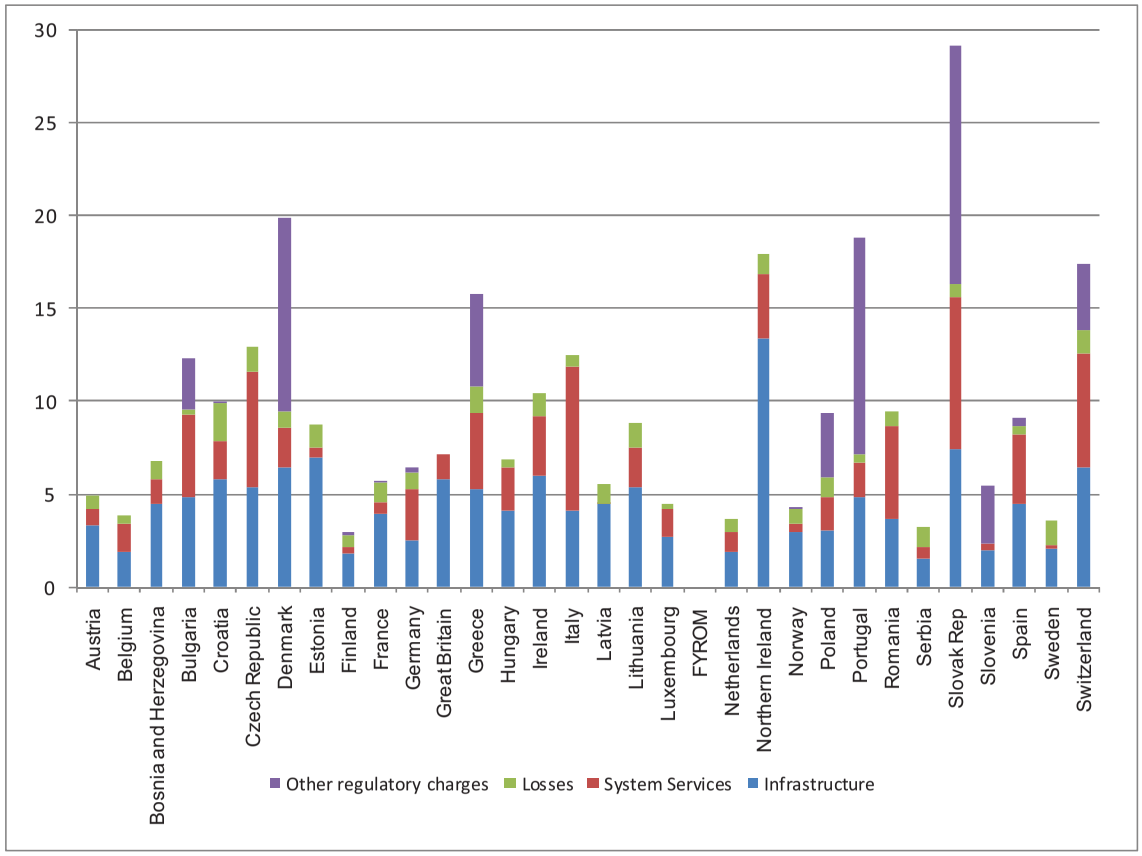
Impact of location



- **5 countries have locational tarif : Germany, Great Britain, Norway, Romania and Sweden.**

Components of transmission tariffs

% of total tariff (average values)	2011
Infrastructure	40%
System services	23%
Losses	8%
Other (inc levies)	29%

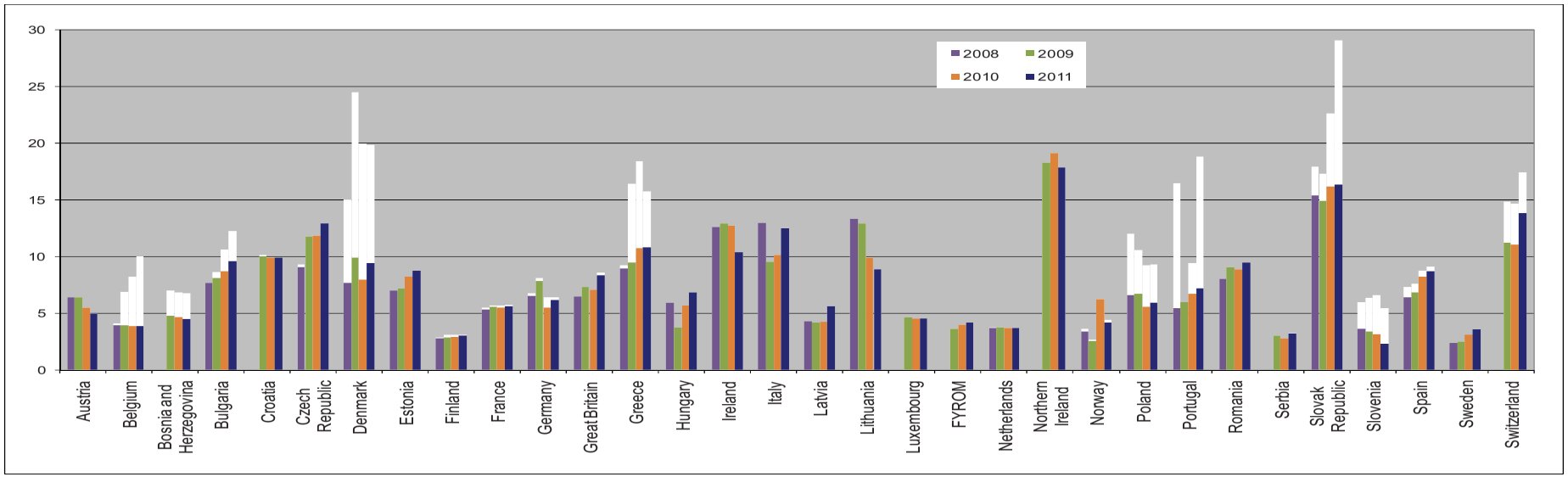


Components of transmission tariffs

Losses (€/MWh)	Country
Below 0,7	Finland, Austria, Netherlands, Portugal, Great Britain, Luxembourg, Belgium, Italy, Hungary, Spain, Bulgaria
0,7 < … < 1	Denmark, Germany, Romania, Slovak Rep, Norway
Above 1	Estonia, Latvia, Slovenia, France, Serbia, Bosnia and Hervegovina, Luthuania, Poland, Croatia, Switzerland, Greece, Ireland, Czech Republic, Nothern Ireland, Sweden

System Services(€/MWh)	Country
Below 1	Finland, Latvia, Norway, Slovenia, Sweden, France, Serbia
1 < … < 3	Austria, Bosnia and Herzegovina, Netherlands, Portugal, Great Britain, Luxembourg, Croatia, Belgium, Lithuania, Poland, Hungary, Spain, Switzerland, Denmark, Germany
Above 3	Bulgaria, Romania, Italy, Ireland, Greece, Czech Republic, Nothern Ireland, Slovak Republic

Evolution of transmission tariffs, in constant euros of 2010.



average values (€/MWh)	Total	"TSO Only" cost
2008	6.7	5.7
2009	8.5	7.3
2010	9.0	7.4
2011	9.6	7.7

Remarks:
– In 2009, 7 new countries joined the report that increased the average

Other regulatory charges



- 17 TSO's include in their tariffs « other costs » (stranded costs, public interest contribution, renewable energy and others).
- The range of charges vary :
  - from 0,01 €/MWh in Croatia
  - to 12,74 €.MWh in Slovak Rep.

First connection charges



Shallow	Partly Deep	Deep	Shallow/Deep
Belgium	Hungary	Austria	Germany
Bosnia and Herzegovina	Lithuania	Croatia	Serbia
Bulgaria	Slovak Rep.	Estonia	
Czech Rep.		Latvia	
Denmark		Romania	
Finland		Slovenia	
France		Sweden	
Great Britain			
Greece			
Ireland			
Italy			
Luxembourg			
FYROM			
Netherlands			
Northern Ireland			
Norway			
Poland			
Portugal			
Spain			

Reactive Energy (excluding Voltage Control)



Country	Reactive Tariff (Y/N)	Penalty (Y/N)
Bosnia and Herzegovina	Y	N
Croatia	Y	N
Estonia	Y	N
Latvia	Y	N
Lithuania	Y	N
Norway	Y	N
Romania	Y	N
Serbia	Y	Y
Slovenia	Y	Y
Switzerland	Y	N
Germany	Y, partly	Y, partly
Belgium	N	Y
Bulgaria	N	Y
Finland	N	Y
France	N	Y
Italy	N	Y

Country	Reactive Tariff (Y/N)	Penalty (Y/N)
Luxembourg	N	Y
FYROM	N	Y
Poland	N	Y
Portugal	N	Y
Spain	N	Y
Austria	N	N
Denmark	N	N
Great Britain	N	N
Greece	N	N
Hungary	N	N
Ireland	N	N
Netherlands	N	N
Northern Ireland	N	N
Slovak Republic	N	N
Sweden	N	N
Czech Republic	No for EHV	No for EHV

Treatment Final Customers vs DSOs



Country	Different treatment between final customer and distributor
Belgium	Yes
Hungary	Yes
Ireland	Yes
Italy	Yes
Luxembourg	Yes
Poland	Yes
Austria	No
Bosnia and Herzegovina	No
Bulgaria	No
Croatia	No
Czech Republic	No
Denmark	No
Estonia	No
Finland	No
France	No
FYROM	No

Country	Different treatment between final customer and distributor
Germany	No
Great Britain	No
Greece	No
Latvia	No
Lithuania	No
Netherlands	No
Northern Ireland	No
Norway	No
Portugal	No
Romania	No
Serbia	No
Slovak Republic	No
Slovenia	No
Spain	No
Sweden	No
Switzerland	No

Services système
Réglage de la fréquence

08/09/2011 – Producteurs de l'UFE

Union Française de l'Électricité

Principes directeurs

- **Plusieurs principes directeurs doivent guider la définition du modèle :**
  - **Périmètre cohérent :**
    - Nécessité d'une vision claire de la responsabilité de chaque acteur du système dans la sollicitation des réserves primaires et secondaires et de la façon dont ils bénéficient de ce service.
  - **Dispositif incitatif :**
    - Nécessité d'une incitation à la fourniture optimale des SSY, à travers par ex, les modalités de rémunération
  - **Rémunération juste :**
    - A hauteur du coût occasionné par chacun des services fournis

Si mécanisme d'appel d'offres… quelles modalités de participation ?

- **Traduction de l'obligation de participation à la fourniture des SSY :**
  - Chaque producteur est obligé de proposer AU MOINS x % (à déterminer) de sa puissance active (afin de garantir que le GRT disposera des volumes suffisants). Chaque producteur peut proposer plus s'il le souhaite.
  - Maintenir l'affectation de la réserve de puissance aux producteurs et non pas aux installations (autonomie d'exploitation)

- **Ouverture à d'autres acteurs, sans obligation de participer, à condition d'être préqualifié par RTE**
  - GRT voisins
  - ENR ?
  - Consommateurs ?

Si mécanisme d'appel d'offres… quelles modalités de participation ?

- **Exemple Suisse :**
  - **Engagement contractuel entre le fournisseur de SSY et le GRT à l'issue d'une qualification préalable**
  - **Depuis le lancement le 1er janvier 2009, Swissgrid a réalisé de nombreuses adaptations concernant la procédure d'adjudication ainsi que la structure des produits. Concernant les modalités de participation, les évolutions ont visé à élargir l'offre:**
    - La taille minimale des tranches a été réduite à 3 MW min pour RP, 5 MW pour RS, ce qui permet désormais à des exploitants de petites centrales de participer également au marché.
    - Outre l'acquisition de services-système en Suisse, des efforts importants sont déployés pour en acheter également à l'étranger (aujourd'hui, possible en France pour la RP).
  - **Constats :**
    - Augmentation du nombre d'offres et de la liquidité du marché

Si mécanisme d'appel d'offres… quelles modalités de participation ?

- **Exemple Belge :**
  - Engagement contractuel entre le fournisseur de SSY et le GRT à l'issue d'un appel d'offre.
  - La durée du contrat dépend du type de fourniture.
  - ELIA consulte en dehors de la Belgique pour le service RP. Sur un besoin total de 106 MW(92MW en 2010), ELIA souhaite acquérir 30MW hors Belgique.
  - Un nouvel AO est en cours de préparation pour 2012

Si mécanisme d'appel d'offres… quel design de l'appel d'offres ?

- **Produit de l'AO :**
  - Réglage primaire
  - Réglage secondaire
- **Fréquence de l'AO :**
  - Avantages d'être au plus proche de l'échéance :
    - Limitation de l'incertitude et de la prime de risque
    - Simplification de l'accès pour les petits producteurs
- **Structure de l'offre :**
  - Période de l'offre : 24h
  - Volume d'une offre : 1 MW
  - Pas : ½ horaire, avec possibilité de structuration par blocs
  - Pour la RS, laisser la possibilité de faire 3 types d'offres : à la hausse et à la baisse, à la hausse uniquement ou à la baisse uniquement

Si mécanisme d'appel d'offres… quel design de l'appel d'offres ?

- **Critères d'attribution :**
  - Préséance économique
- **Rémunération :**
  - Pay as bid
  - + hors appel d'offres : rémunération de l'énergie

Si mécanisme d'appel d'offres… quel design de l'appel d'offres ?

- **Exemple Suisse :**
  - **Les adjudications, au départ mensuelles, ont été remplacées par des adjudications hebdomadaires (pour RP et RS).**
    - Cela a permis à des centrales non disponibles pendant quelques jours par mois pour cause de révision de faire également une offre. De plus, les primes de risque ont pu être réduites et l'entrée de plus petits fournisseurs de services système s'en est trouvée simplifiée.
  - **Le délai entre les adjudications et les périodes de livraison a été raccourci et ramené de deux semaines avant la livraison à une semaine avant la livraison.**
    - Les exploitants de centrales bénéficient ainsi d'une plus grande sécurité en matière de planification et les primes de risque ont pu être réduites dans les offres.
  - **Constats :**
    - Augmentation de la liquidité du marché
    - Baisse et stabilisation des prix des offres

Si mécanisme d'appel d'offres… quel design de l'appel d'offres ?

- **Exemple Belge :**
  - **Produit de l'AO :**
    - Réglage primaire (Contrats de 4 ans / 1 an pour 2012)
    - Réglage secondaire (Contrats de 2 ans / 1 an pour 2012)
  - **Structure de l'offre :**
    - Période de l'offre : 1 an par produit Peak / Offpeak / WE
    - Volume d'une offre : 5 MW minimum, multiple de 0.1 MW. Disponible à 100%.
  - **Critères d'attribution :**
    - Préséance économique
  - **Rémunération :**
    - Pay as bid pour la puissance
    - La puissance est rémunérée, sous forme d'un forfait en €/MW. La fourniture effective d'énergie est rémunérée sur offre du fournisseur (pour RS et RT), envoyée en J-1, différenciée à la hausse ou à la baisse (dans les limites d'un indicateur indexé marché pour RS).

Si mécanisme d'appel d'offres… quel cadre régulatoire ?

- **Le bon fonctionnement d'un tel marché peut être assuré grâce à :**
  - **La mise en œuvre d'un cadre régulatoire précis, en lien avec le rôle de contrôle et de surveillance assuré par le régulateur**
  - **Un design qui garantisse une large assiette et une liquidité suffisante (accès ouvert, fréquence élevée des adjudications, etc.)**
  - **La transparence vis-à-vis des acteurs**

➢ ***Exemple du bon fonctionnement du marché du mécanisme d'ajustement en France***

Si mécanisme d'appel d'offres… quel cadre régulatoire ?

- **Exemple des dispositions régulatoires prises en Suisse :**
  - Le « concept d'urgence » en cas de pénurie d'offres
  - L'introduction temporaire de limites de prix supérieures lorsque le marché était trop peu liquide ; depuis, ces limites de prix supérieures ont été supprimées, et les prix se situent généralement en dessous des anciennes limites supérieures.

- **Exemple des dispositions régulatoires prises en Belgique :**
  - En 2009, les prix proposés, pour la réserve secondaire, ont été jugés « manifestement déraisonnables » et les volumes insuffisants. Un arrêté ministériel, en date du 24 décembre 2009, a donc imposé les prix et la fourniture de réserve aux producteurs, pour les années 2010 et 2011.

Réglage f/P primaire et secondaire

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

L’identification des acteurs

- Qui sont les acteurs et parties prenantes ?
- Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ?
- Quels sont leurs leviers ?

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Les bases « physiques » de la question

Un phénomène lié à

- la variabilité de la production/consommation de puissance active
- dans une zone synchrone

Avec quelles fonctions

- Fournir du RfP =
  - garantir des variations (à la hausse ou à la baisse)
  - de puissance active « régulatrice » (qui ramènent à l'équilibre)
- Bénéficier du RfP =
  - créer des variations non régulatrices ou non prévisibles ?
  - utiliser le système électrique/l'EOD/le marché ?
- Quelle dépendance au réseau ?

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Les relations contractuelles et financières

- Actuellement contrat géré par GRT
  - Coût intégré au TURPE payé par utilisateurs du RPT
    - les consommateurs France
- Quelle implication des producteurs ?
  - Au-delà du système actuel de non rémunération-pénalisation
- Quelle implication des RE étrangers ?
- Quelle implication des utilisateurs papiers du SE ?

ÉLECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

Réseau de transport d'électricité

Concertation Réglages primaire (RP) et secondaire (RS) de fréquence perspective TURPE 4

Suite des réflexions sur les axes 2 et 3

4 novembre 2011

Réseau de transport d'électricité

Quantification des événements à l'origine de l'activation des RP et RS

Rappel: événements conduisant à la sollicitation des RP

1. pertes de groupes (programmables ou non), à différencier selon:
   - avaries ou incidents sur le réseau d'évacuation du producteur
   - incidents sur le réseau amont

2. pertes ou variations brutales de charges, à différencier selon:
   - avaries ou variations brutales de charges
   - incidents sur le réseau

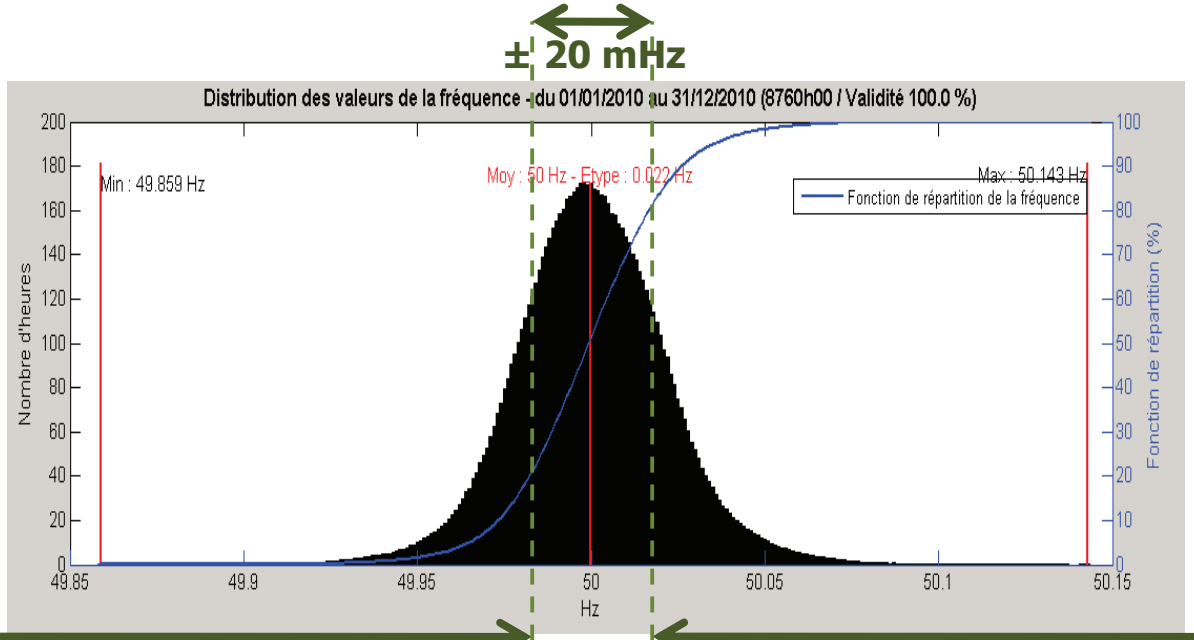
3. perte d'éléments du réseau conduisant à un déséquilibre P=C (hors cas déjà couverts) = perte d'IFA

4. variations brutales de charge en réaction aux signaux tarifaires *(sauf s'il est avéré que les reprises tarifaires correspondent à des phénomènes plus lents)*

5. variations brutales de la production pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché (selon les caractéristiques techniques des groupes)

Sollicitation de la RP en fonction des variations de fréquence

Fréquence réalisée en 2010 (NB. le profil de la fréquence en 2008 et 2009 est similaire)



- Selon les règles ENTSO-E, le réglage primaire réagit *a minima* si $|\Delta f| > \pm 20$ mHz et la réserve doit être entièrement libérée pour $|\Delta f| > \pm 200$ mHz
- Un part importante de la capacité de réglage n'est sollicitée que dans des situations très exceptionnelles (ex. 4/11/2006)
- Ecarts $|\Delta f| > \pm 20$ mHz pendant environ 2900 heures (en 2010)

Hypothèses (1/2)

- **On suppose que 1/5 des écarts de fréquence de ± 20 mHz ont pour origine des événements survenus sur le système français (environ 570 heures pour l'année 2010)**

- **Les événements identifiés explicitement ci-après correspondent aux phénomènes aléatoires majeurs qui affectent le système électrique:**

  - ✓ Pertes de groupes de production : *application d'un algorithme de détection d'écarts entre le programme de marche et les télémesures sur les années 2003-2007*
  - ✓ Incidents sur le réseau d'évacuation des groupes de production: *liste des incidents ayant entraîné une perte de production répertoriés sur les années 2008-2010*
  - ✓ Incidents sur le réseau amont des groupes de production: *idem*
  - ✓ Pertes de charges dues à des événements sur le réseau: *liste des incidents ayant entraîné une perte de charge répertoriés sur les années 2000-2010*
  - ✓ Pertes de l'interconnexion IFA: *liste des déclenchements d'IFA (que le programme soit en import ou en export) sur les années 2007-2010*

Hypothèses (2/2)

- **Seuls les phénomènes ayant un impact supérieur à ± 20 mHz (soit 300 MW de production ou de charge perdue) sont comptabilisés → on détermine le temps passé en dehors de la bande ± 20 mHz qui leur est dû**

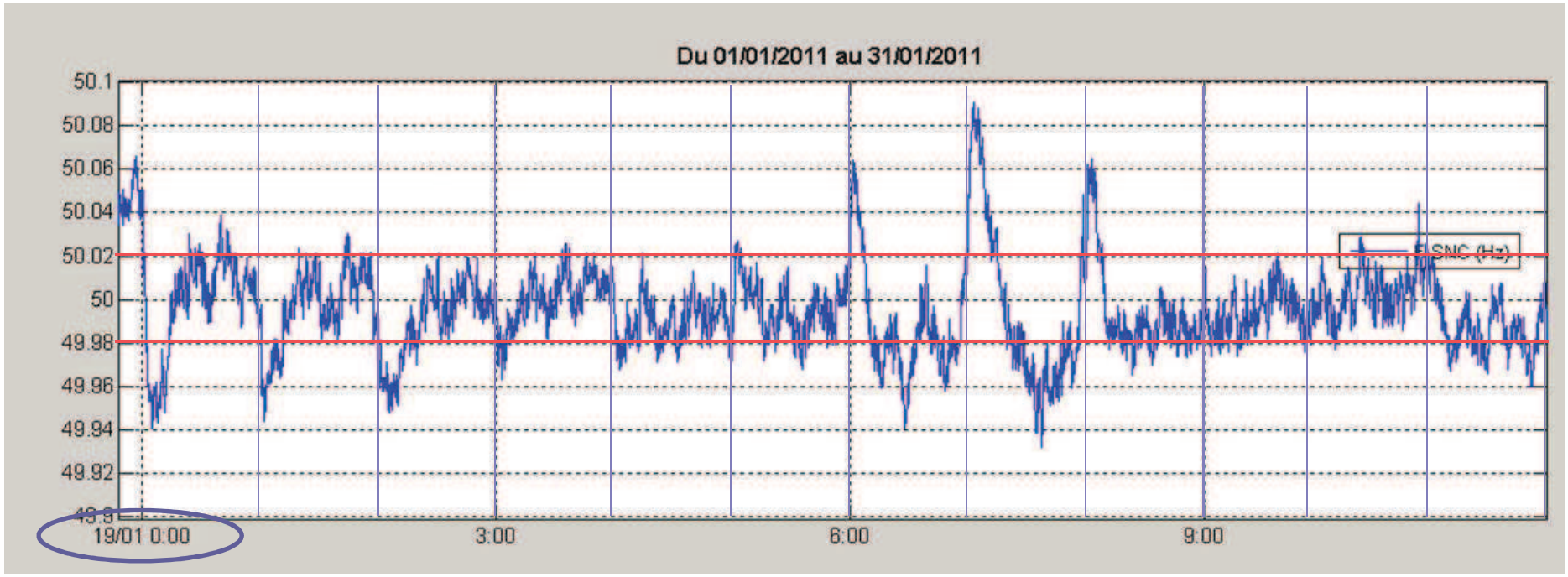
- **Le gabarit appliqué est le suivant:** chaque événement fait passer 10 minutes en dehors de la bande ± 20 mHz (correspond au temps d'action complet du réglage secondaire pour revenir dans la bande ± 20 mHz)

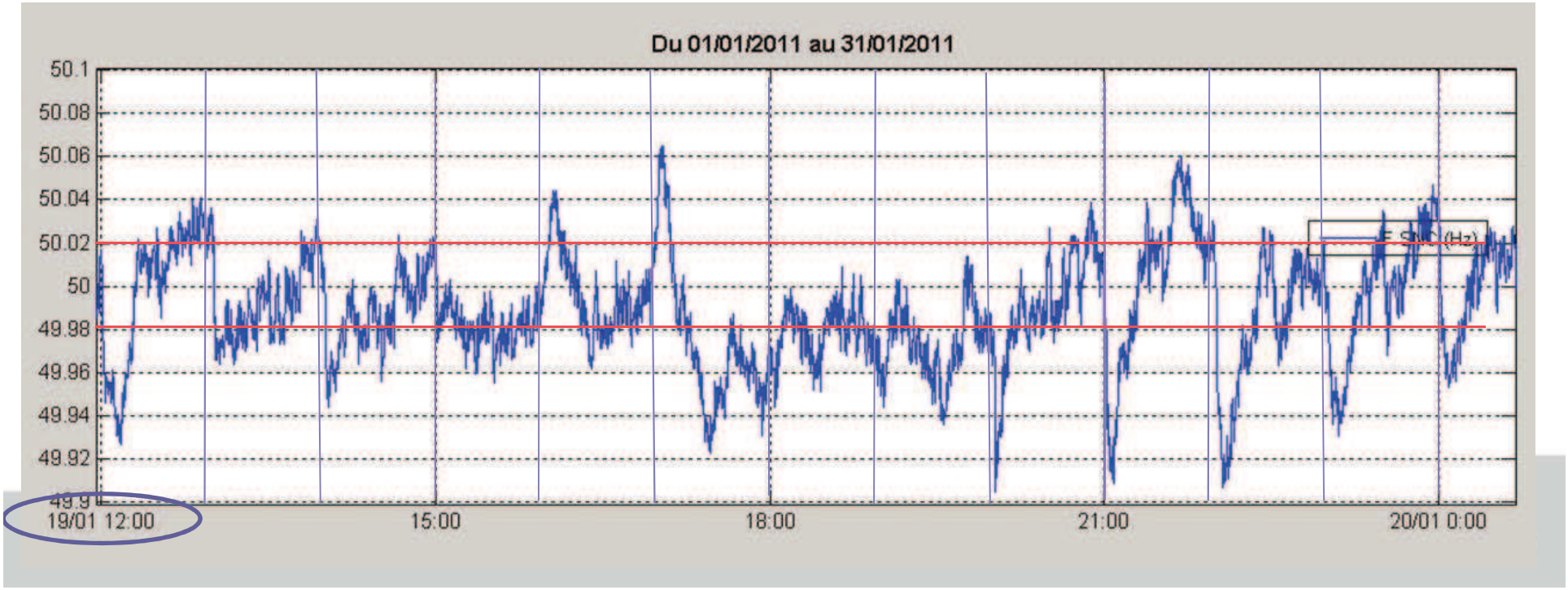
- **On aboutit ainsi à une estimation de l'impact sur la fréquence (temps passé en dehors de la bande ± 20 mHz) des phénomènes identifiés**

- **Le terme de bouclage (ie, le reste des 570 heures passées en dehors de la bande ± 20 mHz) correspond au reste des déséquilibres offre-demande:**

✓ variations brutales de charges *(y compris en réaction aux signaux tarifaires, sauf s'il est avéré que les reprises tarifaires correspondent à des phénomènes plus lents; et sauf si une estimation de l'impact peut être faite, auquel cas le phénomène sera chiffré explicitement)*

✓ variations brutales de la production pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché (cf. illustration sur le graphe suivant, représentant un jour typique d'hiver)


Du 01/01/2011 au 31/01/2011
50.1
50.08
50.06
50.04
50.02
50
49.98
49.96
49.94
49.92
19/01 0:00
3:00
6:00
9:00
F SNC (Hz)


Du 01/01/2011 au 31/01/2011
50.1
50.08
50.06
50.04
50.02
50
49.98
49.96
49.94
49.92
19/01 12:00
15:00
18:00
21:00
20/01 0:00
F SNC (Hz)

Résultats: poids des évènements à l'origine d'écarts I Δf I > ± 20 mHz conduisant à la sollicitation des RP

Evènements survenant sur le système français	Nombre	Temps correspondant à une perturbation de la fréquence au delà de ± 20 mHz	
	Nombre moyen/an	heure/an	% du temps où Δf > ± 20 mHz
Pertes de groupes ≥ 300MW *dont pertes de responsabilité RTE (perte réseau amont)*	186 *2,5*	31 *0,5*	5,4% *0,073%*
Autres pertes d'éléments réseau (IFA) => déséquilibre P=C ≥ 300MW	27 (*)	4,5 (*)	0,79% (*)
Pertes de charges ≥ 300 MW de responsabilité RTE	0,8	0,13	0,023%
Autres déséquilibres P=C • variations brutales de charges • variations brutales de production pour adhérer aux « blocs « de marché		536	93,7%
Evènements exceptionnels (sollicitation de la RP au delà de 140 mHz)		négligeable	négligeable

(*) sera significativement réduit lorsque le contrôle commande IFA sera rénové

Rte Réseau de transport d'électricité

Conclusion

- **Les événements conduisant à solliciter la RP sont de trois sortes:**
  - ✓ **Événements aléatoires liés aux pertes de production et de réseau représentant 6,2% des sollicitations jusqu'à 140 mHz**
  - ✓ **Autres déséquilibres production/consommation (aléatoires et déterministes) représentant 93,7% des sollicitations jusqu'à 140 mHz**
  - ✓ **Evénements exceptionnels (type 4/11/2006) conduisant à solliciter entre 140 et 200 mHz (total des RP)**

- **Les événements conduisant à la sollicitation des RS :**
  - ✓ **Ils correspondent**
    - **A la reconstitution des RP utilisées**
    - **A des phénomènes de dynamique plus lente qui ne sont pas aisément identifiables**
  - ✓ **La RS sert de terme de bouclage à l'EOD: elle permet de faire face aux déséquilibres qui ne peuvent pas être résolus par les ajustements**
  - ✓ **2 différences majeures par rapport à la RP:**
    - **La RS est utilisée uniquement pour faire face aux déséquilibres de la zone où elle est activée**
    - **La RS est souvent utilisée entièrement (puis reconstituée par actions d'ajustement); il n'y a donc pas de composante « assurantielle »**

Réseau de transport d'électricité

Affectation des coûts de constitution des RP et RS

Responsabilité et affectation des coûts de la RP

- Constitution de la réserve pour faire face à des événements exceptionnels *(environ 1/3 de la RP):* elle sert d'« assurance » pour faire face à des événements dont l'origine est aléatoire => les coûts pourraient être mutualisés dans le tarif de réseau

- Constitution de la réserve pour faire face à des événements d'origine « réseau » => les coûts sont négligeables (0,8% des sollicitations); en toute rigueur ils pourraient être pris en charge par le tarif de réseau

- Le reste de la constitution de la RP permet de faire face à des **déséquilibres sur les périmètres de RE** et ses coûts peuvent être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques.

- L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE)

Responsabilité et affectation des coûts de la RS

- Le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante utilisée exceptionnellement, contrairement à la celui de la RP

- Au sein de la composante de la RS servant à reconstituer la RP: une part permet de reconstituer la part de RP activée en cas d'évènements exceptionnels et pour faire face à des déséquilibres d'origine « réseau » => correspond à moins de 0,8% des sollicitations de RS; en toute rigueur, pourrait être pris en charge par le tarif de réseau

- Ainsi la totalité de la RS (hormis une part négigeable) permet de faire face à des **déséquilibres sur les périmètres de RE** et ses coûts peuvent être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques.

- L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des reconstitutions de RP activée pour faire face à des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE)

Proposition de modalités d'affectation des coûts

- **Compte tenu de l'analyse précédente:**
  - Un tiers des coûts de constitution de la RP pourrait être pris en charge par le tarif de réseau (socialisation des coûts de l'assurance constituée pour tous les utilisateurs du système électrique, sans distinction de responsabilités possible); le reste des coûts de constitution de la RP pourrait être pris en charge par les RE physiques
  - La totalité des coûts de constitution de la RS pourrait être pris en charge par les RE physiques

- **Quelle répartition entre les RE physiques? Quelles conséquences?**
  - Il ne paraît pas possible de quantifier finement les phénomènes correspondant à la couverture d'aléas affectant les injections physiques d'une part, les soutirages physiques d'autre part
  - Autrement dit, on peut considérer que 2/3 de la RP et la totalité de la RS sont constitués pour la communauté des RE physiques
  - La répartition de ces coûts de constitution pourrait se faire au prorata des injections ET soutirages physiques de chaque RE par rapport à la totalité des injections ET soutirages physiques de la communauté des RE
  - Ce mode de répercussion des charges correspondrait à la répercussion de ces coûts sur la communauté des acteurs à l'origine des déséquilibres offre-demande: il n'y a pas de raison de les socialiser sur les utilisateurs finals via le TURPE

Services système

Evaluation du coût de fourniture du service de réglage de la fréquence

Résultats de la méthode partagée

GT Concertation RP-RS TURPE 4

21 novembre 2011

Les producteurs de l'

Plan

- Méthode d'évaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence
- Zoom sur la neutralité de la prise en compte de moyens hydrauliques de production
- Jeu d'hypothèses publiques utilisées pour le cas de référence
- Résultats : coût complet de fourniture des services système pour le cas de référence
- Etude de sensibilités

Méthode d'évaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence

Finalité : établir une évaluation du coût de fourniture des SSY visant à l'efficacité économique sur le LT

- Le coût de fourniture des SSY est évalué à travers les coûts de développement et d'exploitation qu'ils nécessitent
- L'approche retenue vise à construire une référence de prix stable et valable sur le long terme et suppose que les choix d'investissement sont effectués sur critère économique
- La méthode du parc adapté est utilisée dans cette optique : elle permet de construire le parc de production au périmètre français minimisant en espérance le coût complet de fourniture de l'énergie et des SSY. L'horizon de temps est suffisamment éloigné pour permettre au parc de production de tendre vers cet optimum économique
- Les filières entrant dans la composition des parcs ainsi construits sont développées exclusivement sur critères économiques et présentent un potentiel d'accroissement non contraint
- L'exercice est réalisé exclusivement sur la base de données publiques : historiques de demande, coûts et performances des filières, besoin de SSY …

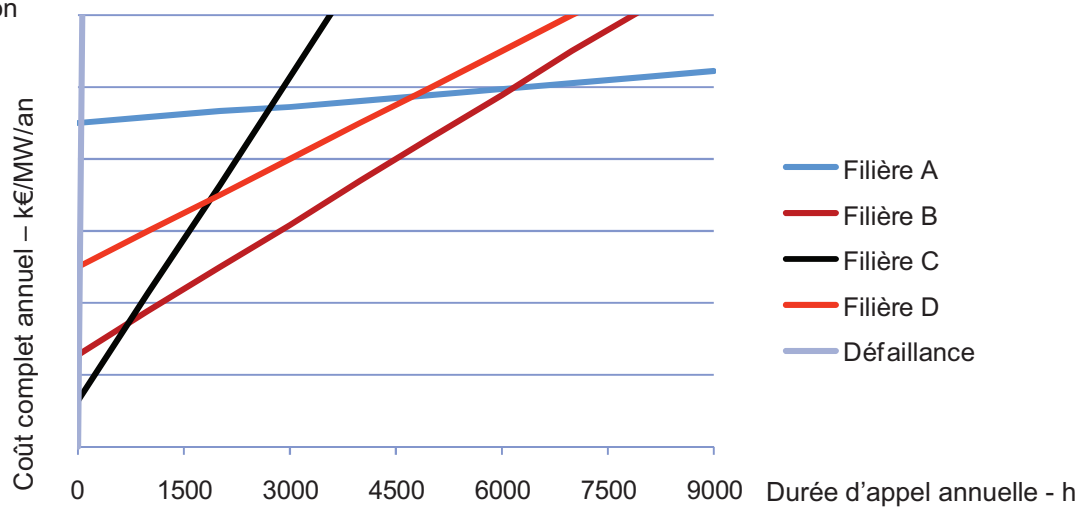
Au final, une approche globale et complète permettant notamment de déterminer tous les paramètres (répartition des filières, coûts de référence) discutés lors de concertations précédentes

Coût des filières et coût complet de production

- Le coût complet de production est formé de 2 termes :
  - Le **coût de la capacité**, annualisé, pour l'ensemble du parc. Il est indépendant de la quantité d'énergie produite.
  - Le **coût de gestion** comprenant l'ensemble des coûts de revient des consommables utilisés dans la production de l'énergie, les dépenses d'exploitation proportionnelles ainsi que la pénalisation pour la non fourniture de la demande électrique (défaillance)
- Les caractéristiques technico économiques d'une filière sont supposées homogènes et leur coût complet annualisé est représenté par la somme :
  - D'une **part fixe constante (en €/kW/an)** sur la durée de vie constituée du loyer économique et des coûts fixes d'exploitation
  - D'une **part proportionnelle (en €/MWh)** à la durée annuelle de fonctionnement, couvrant entre autres les dépenses de combustible et de CO2 ainsi que les coûts variables d'exploitation

Graphe des droites d'équilibres

Evolution du coût complet annuel d'utilisation de 1 MW selon la durée d'appel annuelle



- Seules les filières compétitives sont retenues dans la construction des parcs adaptés.
- Les moyens de production hydrauliques ne sont pas représentés.
  - Leur potentiel de développement est limité et il n'est pas possible de déterminer un coût de filière standard
  - Leur capacité à produire est contrainte en quantité par les apports naturels, et leur valeur est formée par les coûts évités des filières thermiques pouvant être développées librement
  - La complexité des algorithmes nécessaires à la représentation de leur gestion est incompatible avec l'objectif de simplicité du modèle

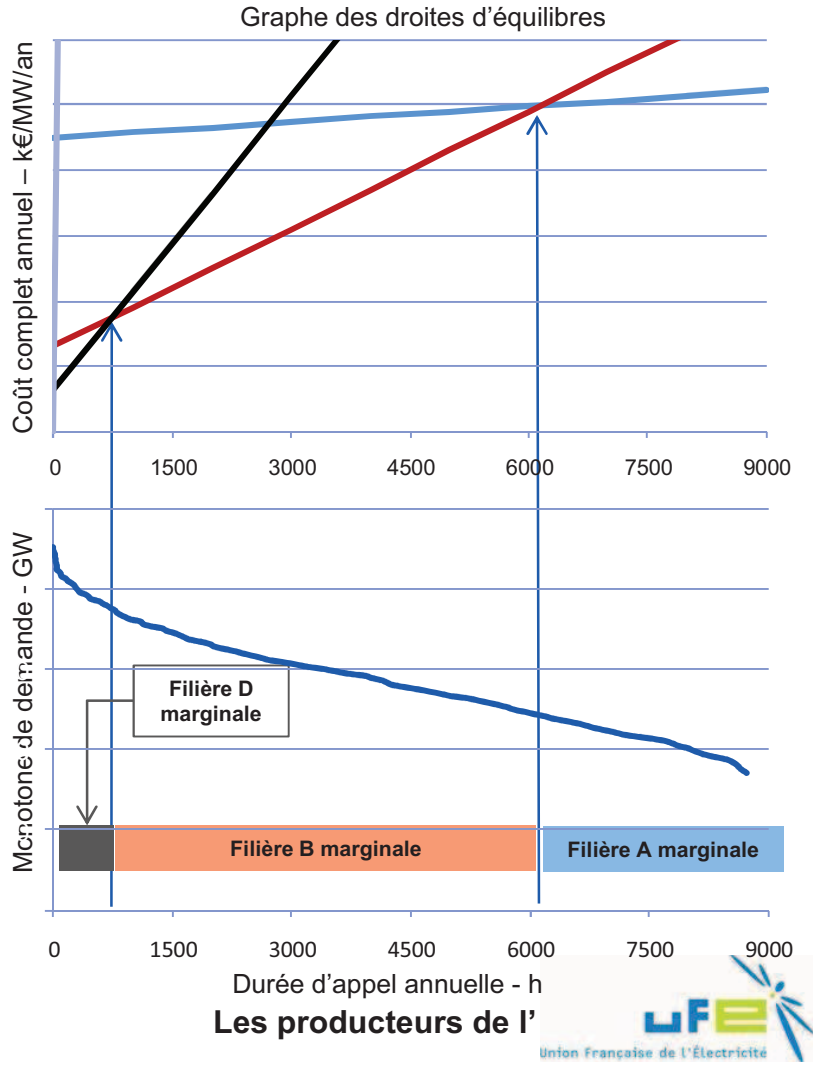
Principe de l'adaptation de parc

- Adapter un parc de production consiste à modifier sa structure de façon à minimiser le coût complet de fourniture de la demande des consommateurs et des SSY
- Un parc est adapté lorsque le coût de revient de l'électricité est minimal

- Pour une chronique de demande, la structure du parc est optimale lorsque pour chaque durée d'appel le moyen marginal est le plus compétitif.

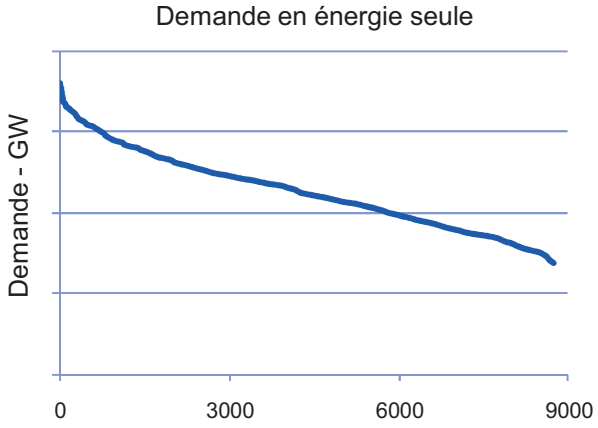
Cette condition est vérifiée lorsque la marge brute de chaque moyen est égale à son coût d'anticipation

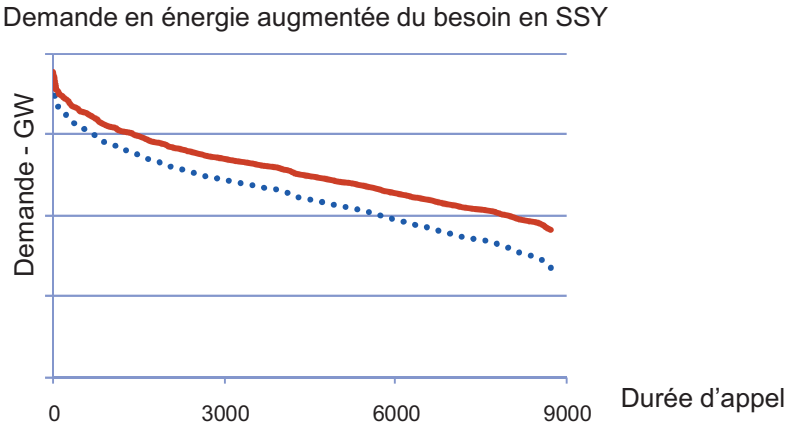
- L'adaptation d'un parc de production fournissant un historique de demandes est obtenue par itération en faisant converger les marges brutes (en espérance) des filières compétitives vers leur coût d'anticipation



Application de la méthode au cas des SSY

- 2 parcs adaptés sont construits pour évaluer les coûts induits par la fourniture du réglage de fréquence :
  - Le premier est adapté à la fourniture de la demande en énergie seule
  - Le second est adapté à la fourniture de la demande en énergie augmentée du besoin en SSY de réglage de fréquence

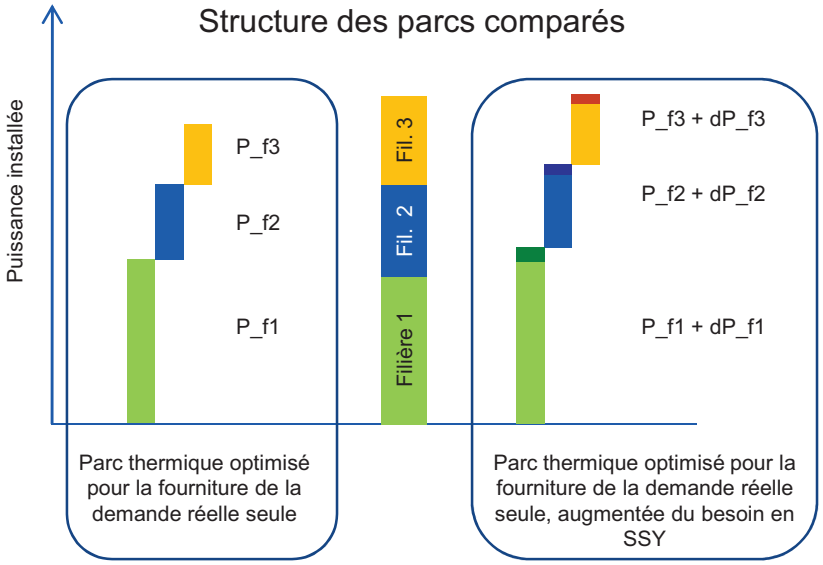


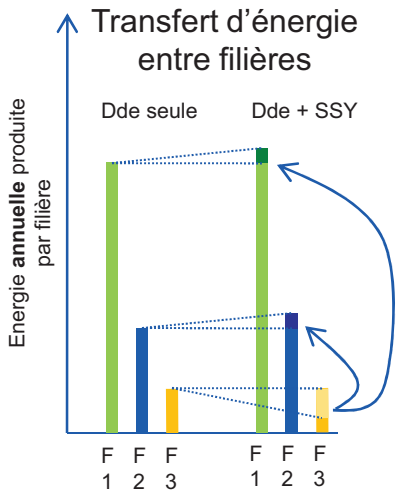


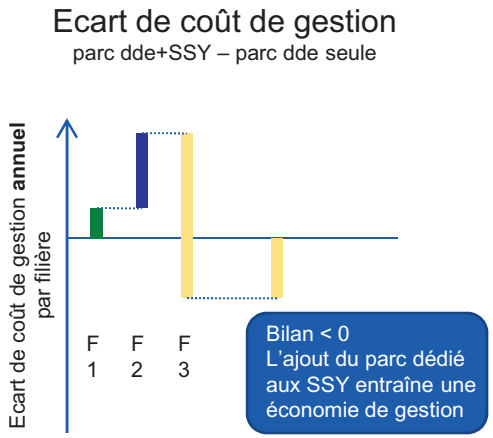
- Du fait de l'écart sur les demandes qui leurs sont adressées les structures des 2 parcs sont différentes
- Bien que la quantité d'énergie produite reste identique, les coûts complets de cette production présentent un écart qui correspond au coût induit par la fourniture des SSY
- Le coût des SSY est donc formé par un raisonnement en différentiel entre 2 parcs adaptés. Cette analyse en écart permet de relayer l'effet des simplifications faites sur la représentation des parcs complets à un ordre secondaire.

Formation du coût des SSY

- La différence entre le coût complet de production du 2nd parc (dde en énergie + SSY) et celui du 1er parc (dde énergie seule) est formée :
  - De la **différence entre les coûts annualisés de la capacité** installée dans les 2 parcs
  - De la **différence entre les coûts de gestion** des 2 parcs







- L'écart sur le coût annualisé de la capacité est positif

  La capacité installée du 2nd parc est supérieure à celle du 1er

- La différence des coûts de gestion est négative. Elle représente une économie qui doit être déduite du coût de la capacité supplémentaire développée.

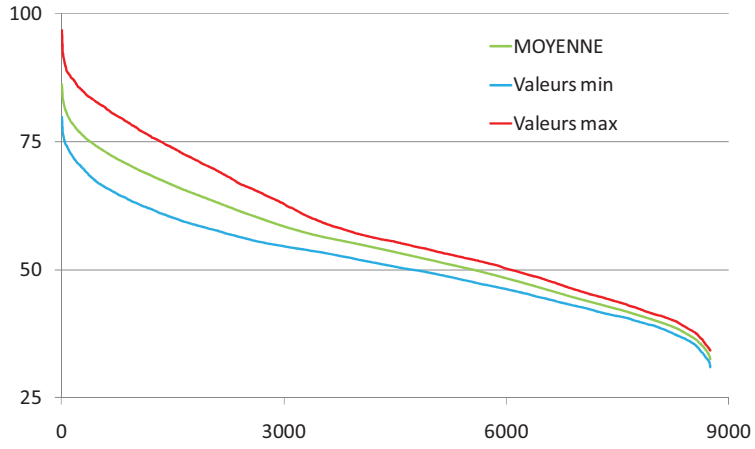
  L'optimisation du placement des SSY consiste à les positionner sur les moyens démarrés dont le coût variable est le plus élevé. Sur le bilan de production, cette logique entraîne un report d'énergie des moyens les plus chers vers les moins chers

Robustesse de la méthode

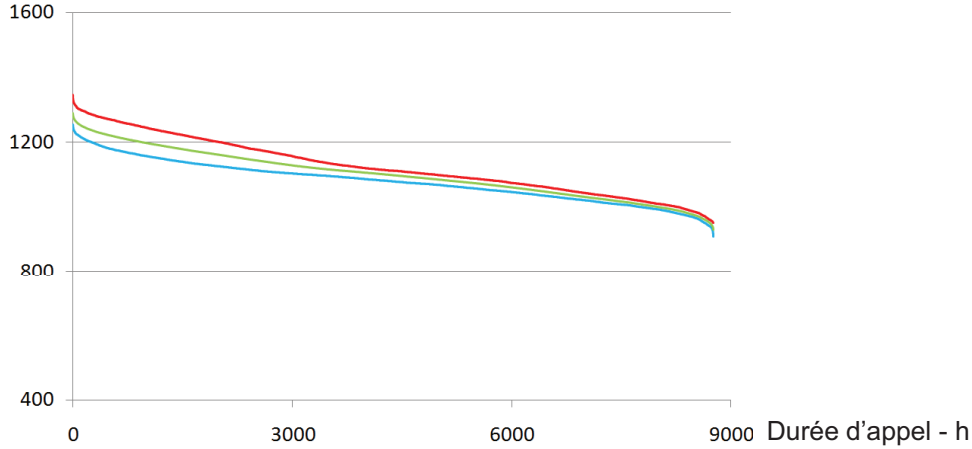
Demande

- La demande est représentée par un historique de 9 chroniques de demande en puissance active au périmètre français (2002-2010)
- Il fournit une représentation réaliste de la demande et des aléas associés
- Les variations de la demande en SSY d'une année sur l'autre étant du 2nd ordre par rapport à celles de la demande en énergie, cet échantillon est suffisamment robuste pour raisonner en différentiel entre les 2 parcs adaptés

Demande « en énergie » - GW



Demande en SSY pour le réglage de fréquence - MW



Disponibilité des moyens

- Les indisponibilités programmées et fortuites ne sont pas représentées
- L'impact de cette simplification est limité du fait du raisonnement en différentiel
- **Cette simplification conduit à sous estimer le coût des SSY**

Modélisation des coûts variables des moyens

- La saisonnalité des coûts variables des moyens sur l'année n'est pas représentée
- L'approximation porte principalement sur la représentation des coûts de la filières gaz
- Elle conduit à surestimer de façon marginale sa compétitivité et donc sa part dans la capacité installée à l'adaptation
- Le raisonnement en différentiel relaie l'effet de cette simplification à un 2nd ordre

Les producteurs de l'
Union Française de l'Électricité

Robustesse de la méthode

Non prise en compte de l'hydraulique (compléments : voir transparents ci-après)

- **Etude de l'effet de leur prise en compte avec un modèle numérique plus complexe d'équilibre offre-demande**

  La méthode parc adapté a été mise en œuvre en considérant d'une part des parcs purement thermiques et d'autre part des parcs mixtes. Toutes les filières représentées fournissent des SSY.

- **L'introduction des moyens hydrauliques se traduit par 2 effets antagonistes sur le coût des SSY qui tendent à s'annuler :**

  Effet baissier : diminution de la capacité supplémentaire de moyens thermiques à développer pour fournir les SSY

  Effets haussiers :

  Forte réduction de l'économie de coût de gestion sous l'effet d'une baisse importante du transfert d'énergie entre filières.

  Désoptimisation de la gestion des moyens hydrauliques à l'origine d'un coût supplémentaire dû aux SSY.

  Voir complément ci-après.

Interconnexions

- Les possibilités d'échange avec l'étranger ne sont pas prises en compte
- Cette hypothèse est faite de façon à construire une estimation du coût des SSY indépendante de l'évolution des systèmes électriques voisins

Représentation du besoin de réserve dédié au réglage de fréquence

- Le besoin en SSY pour le réglage de fréquence est représenté à l'aide des prescriptions analytiques de la DTR
- La représentation du besoin en RS n'intègre pas le besoin issu du gradient de variation de la demande
- Le besoin en capacité est donc sous estimé et il reste très inférieur à la prescription maximale contractuelle de 1 750 MW
- **Cette représentation conduit donc à sous estimer le coût de fourniture des SSY pour le réglage de fréquence**

Des hypothèses issues de données publiques

Demande en puissance active au périmètre France

Les **historiques de demande horaires** 2002 – 2010 sont publiés par RTE sur son site institutionnel

Besoin en SSY pour le réglage de fréquence

Le besoin est représenté par les **recommandations publiées dans le DTR** soit :

RP = 600 MW ; RS = (10 * Dde + 150 ^2) ^ (1/2) – 150 ; Dde est la consommation maximale attendue dans le bloc de réglage en MW.

Prix des combustibles fossiles

Les hypothèses publiées par l'AIE par exemple (rapport 2010 de l'AIE, scénario de ref. horizon 2015) sont une source indépendante

Taux d'actualisation

Un taux d'actualisation réel pré taxe compris entre 8% et 10% est cohérent avec l'hypothèse centrale des coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008

Coûts des filières

Dans l'approche retenue, chaque filière thermique est caractérisée par :

- Sa **part fixe** (€ / kW / an) constitué du loyer économique et des charges fixes d'exploitation.
- Son **coût proportionnel** (€ / MWh), comprenant les dépenses de combustible et de CO2 et les coûts d'exploitation variable.

Ces 2 termes peuvent être évalués sur la base des éléments de coûts des filières thermiques issus d'un ensemble de publications récentes :

- Rapport 2010 de l'AIE sur le coût prévisionnel de production de l'électricité
- Rapport 2010 de Mott MacDonald sur le coût prévisionnel de production de l'électricité, à destination de l'administration anglaise (DECC)
- Rapport 2010 de l'US Energy Information Administration sur les coûts d'investissements des filières de production d'électricité
- Etude 2009 du MIT sur les coûts de la filière nucléaire pour la production d'électricité . . . .

Nombre de centrales dont les coûts ont été publiés en tout ou partie

	AIE 2010	US EIA 2010	Mott Mac Donald 2010	EPRI 2008	MIT 2009	Total
Nucléaire	12	1	3	2	11	29
Charbon	28	4	4	5	5	46
CCG	15	2	3	1	12	33
TAC	1	2	0	0	0	3

Zoom sur la neutralité de la prise en compte de moyens hydrauliques de production

Prise en compte de moyens hydrauliques

- L'effet de la représentation de moyens hydrauliques (fil, STEP et Lacs) est étudié en comparant deux coûts complets de fourniture des SSY :
  - Le 1er coût complet des SSY est obtenu en différentiel entre **2 parcs purement thermiques**



$$CoûtSSY_{TH} = \Delta CoûtCapa_{TH} + \Delta CoûtGestion_{TH}$$

  - Le 2nd coût complet des SSY est obtenu en différentiel entre **2 parcs mixtes**



$$CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- L'étude porte sur la **variation du coût complet** de fourniture des SSY **induit par l'introduction de moyens hydrauliques** dans les 2 parcs mixtes :

$$CoûtSSY_{TH} - CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{TH} - \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{TH} - \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- Représentation des moyens hydrauliques
  - Les hypothèses de puissance installée des différentes filières hydrauliques (fil, et éclusée STEP, lacs) sont cohérentes avec les moyens existant au périmètre français
  - Les moyens hydrauliques ne sont pas développés pour atteindre l'adaptation, ce qui signifie que **l'ensemble des coûts fixes annuels** (investissement et exploitation&maintenance) **associés à l'utilisation de la capacité hydraulique contributive ne sont pas pris en compte dans le coût complet de fourniture des services système**
  - Hypothèses faites sur la contribution aux RP & RS :

    Toutes les filières contribuent à la RP sans réduction de puissance active. Cette hypothèse est normative et peut ne pas refléter les contraintes d'exploitation s'appliquant à certains ouvrages (en particulier pour les éclusées dont la contribution à la RP se fait avec abattement de puissance active mais sans perte de productible)

    Seules les réserves (lacs, STEP) contribuent à la RS. Cette participation se fait **avec abattement de puissance active** (mais sans perte de productible). Elle entraîne par ailleurs une désoptimisation du placement du stock

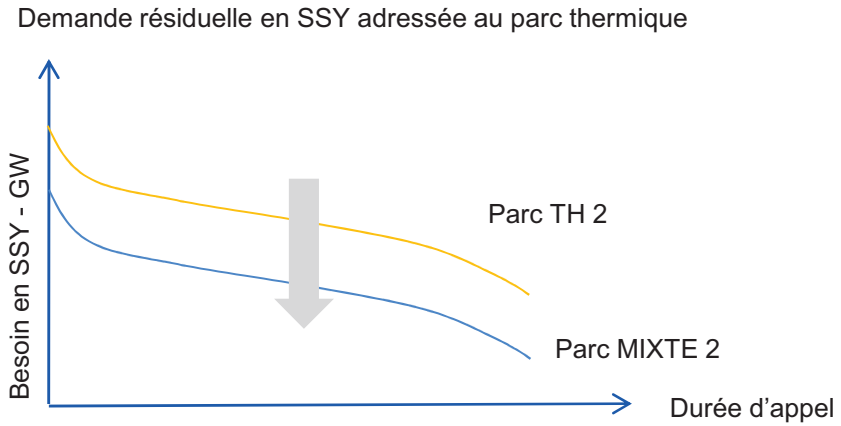
    Pour chaque filière, **l'hypothèse de capacité contributive** respectivement pour la RP et la RS est **cohérente avec les capacités de réglage du parc français observées**

Impact sur le coût annualisé de la capacité

- On s'intéresse au terme

$$CoûtSSY_{TH} - CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{TH} - \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{TH} - \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- Le besoin en SSY est partiellement assuré par les moyens hydrauliques. Le besoin résiduel adressé au parc thermique est donc diminué.



- La majoration du coût annualisé de la capacité induit par les SSY tend donc à diminuer lorsque l'on introduit les moyens hydrauliques :

$$\Delta CoûtCapa_{TH} > \Delta CoûtCapa_{MIXTE}$$

Impact sur le coût de gestion

- On s'intéresse au terme

$$CoûtSSY_{TH} - CoûtSSY_{MIXTE} = \Delta CoûtCapa_{TH} - \Delta CoûtCapa_{MIXTE} + \Delta CoûtGestion_{TH} - \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

- L'économie de coût de gestion est due à l'effet conjoint de la majoration des capacités installées et à l'optimisation du placement des SSY

- La prise en compte des moyens hydrauliques entraîne une baisse importante de l'économie de gestion sous l'effet cumulé :
  - de la réduction du besoin en SSY adressé au parc thermique

    Leur prise en compte entraîne une diminution de la majoration des capacités installées, **qui impacte principalement le moyen dont le coût variable est le plus faible**. **La capacité des paliers dont le coût variable est le plus faible à produire en substitution des paliers dont le coût variable est élevé est donc réduite.**

    Cet effet se retrouve à chaque instant dans la diminution du besoin en SSY adressé au parc thermique. La quantité d'énergie transférée des paliers thermiques les plus chers vers les moins chers (selon le coût variable), sous l'effet du placement optimal des SSY, est donc réduite à hauteur de la contribution de l'hydraulique
  - d'un transfert de productible hydraulique sous l'effet du placement de la RS

    Les moyens hydrauliques n'étant pas développés, les abattements de puissance active induisent un transfert d'énergie au sein du parc thermique des heures creuses (moyens de semi base et base) vers les heures pleines/de pointe (moyens de semi base et pointe). **Ce transfert constitue un surcoût de gestion qui vient diminuer l'économie de coût de gestion.** Son impact est d'autant plus important que l'écart entre les coûts variables des moyens de base ou de semi base et de pointe sont élevés.

    A chaque instant, la capacité hydraulique abattue pour contribution aux SSY (contribution à la RS formée par les lacs et STEP) entraîne un report du productible ainsi conservé en stock des heures pleines/de pointe vers les heures creuses, générant un transfert en sens opposé du productible thermique.

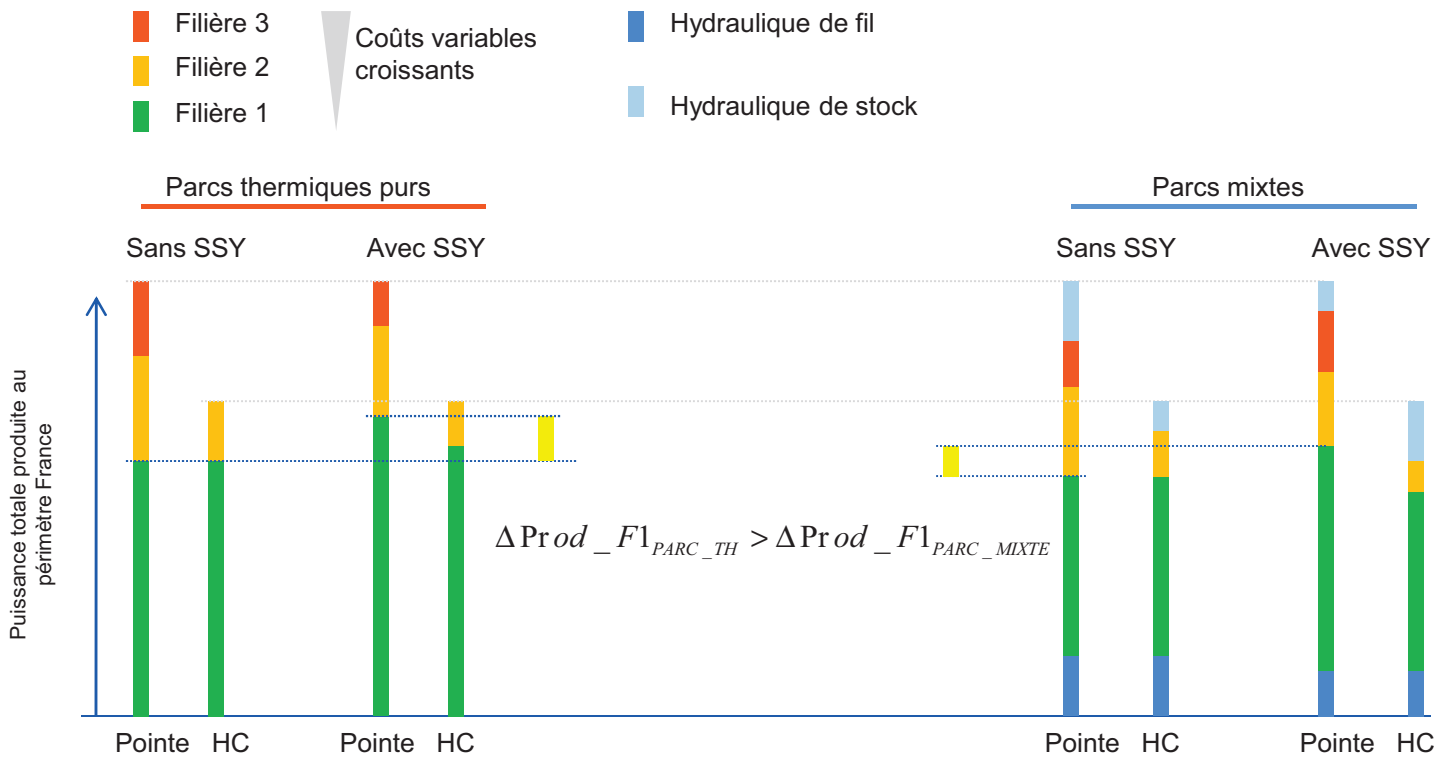
$$\Delta CoûtGestion_{TH} < \Delta CoûtGestion_{MIXTE}$$

Les producteurs de l'

Impact sur le coût de gestion

Réduction de l'énergie transférée à chaque instant entre filières thermiques

Placement de l'énergie produite sur deux postes successifs pointe / heure creuse



Sous l'effet de la contribution des moyens hydrauliques aux SSY, le besoin adressé au parc thermique diminue.

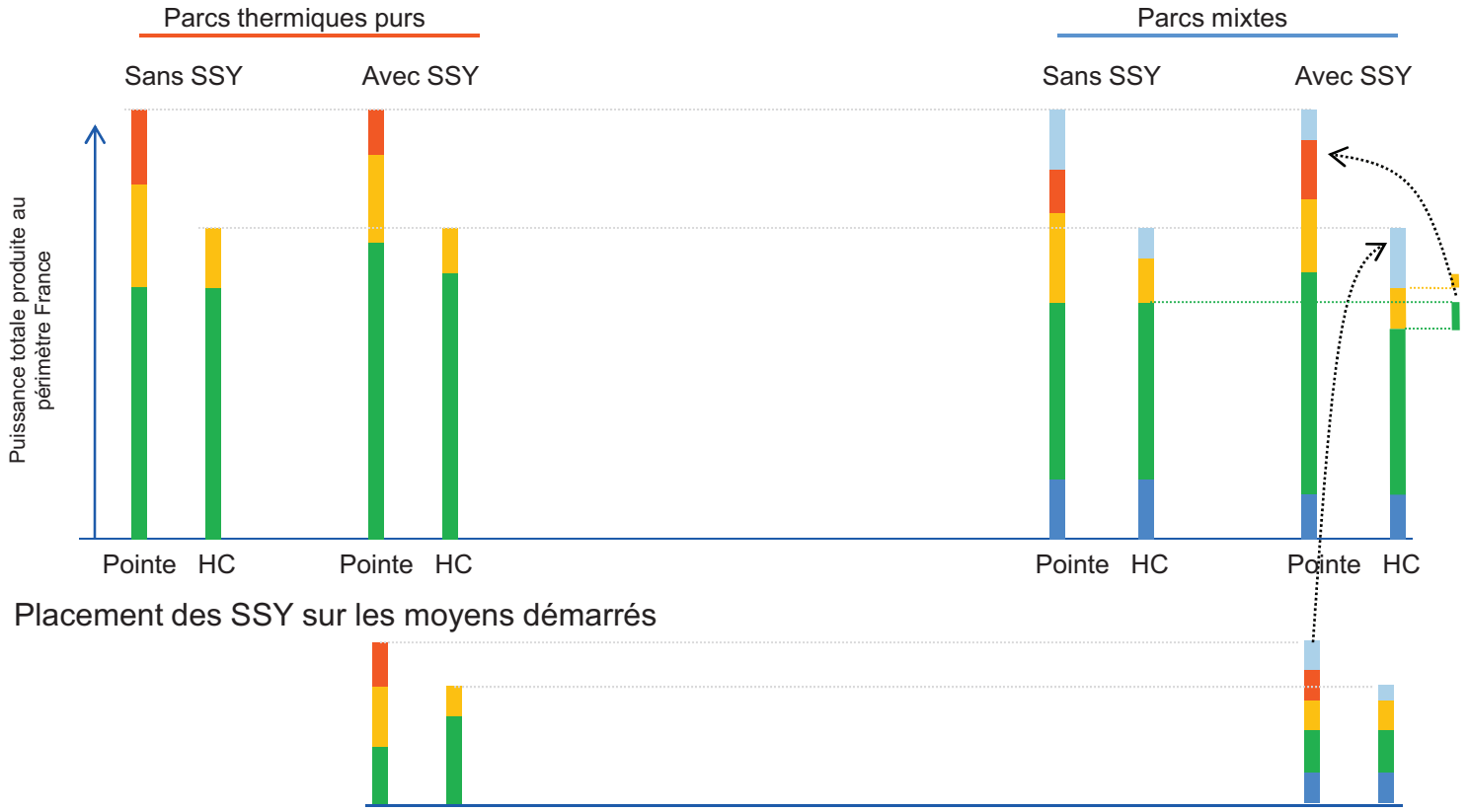
La baisse de capacité thermique supplémentaire développée impacte principalement le moyen dont le coût variable est le plus faible.

A chaque instant, **l'énergie produite par les moyens les moins chers en coût variable en substitution des plus chers est diminuée.**

Impact sur le coût de gestion

Transfert d'énergie entre heures creuses et heures pleines/de pointe

Placement de l'énergie produite sur deux postes successifs pointe / heure creuse



La contribution de l'hydraulique de stock à la constitution de RS entraîne un report de productible des heures pleines/de pointe vers les heures creuses.

Il se répercute sur le parc thermique par **une baisse de la production (base et semi-base) sur les heures creuses et par une hausse de la production (semi-base et pointe) sur les heures pleines/de pointe.**

Conclusion sur l'effet de la prise en compte des moyens hydrauliques

La prise en compte de moyens hydrauliques contribuant à la constitution de SSY se répercute sur le coût complet des SSY par **2 effets antagonistes qui se compensent** :

- La majoration de la capacité thermique développée est augmentée

$$\Delta Coût Capa_{TH} > \Delta Coût Capa_{MIXTE}$$

- L'économie de coût de gestion est sensiblement diminuée

$$\Delta Coût Gestion_{TH} < \Delta Coût Gestion_{MIXTE}$$

- La variation du coût des SSY est finalement marginale :

$$\frac{Coût SSY_{TH} - Coût SSY_{MIXTE}}{Coût SSY_{TH}} \approx 0$$

- Dans l'approche en parcs de production mixtes, le coût complet des SSY, exprimé par h.MW mis à disposition par le parc thermique, est donc supérieur à celui obtenu dans l'approche en parcs thermiques purs

Impact de la prise en compte des EnR

- Cadre de l'étude d'impact
  - Les EnR ne contribuent pas à la fourniture de SSY
  - Leur non contribution n'entraîne pas de défaillance dans la fourniture de SSY (l'effet haussier sur le coût des SSY ne serait plus négligeable)
- La prise en compte d'une production EnR a principalement pour effet de déformer à la marge la demande résiduelle en énergie adressée au parc thermique centralisé.

  La structure des parcs complets est modifiée à la marge
- Sa prise en compte ne modifie pas le besoin en SSY adressé au parc thermique. **La majoration de capacité thermique développée reste inchangée** en quantité et en structure.

  Le besoin en SSY est défini sur la base de la consommation intérieure, indépendamment de la demande résiduelle adressée au parc thermique.

$$\Delta Coût Capa_{TH} = \Delta Coût Capa_{TH+EnR}$$

- Au 1er ordre **l'économie de gestion reste inchangée**.

  A chaque instant le besoin en SSY adressé au parc thermique reste inchangé. En l'absence de modification de la majoration de capacité thermique développée, les transferts d'énergie entre filières ne sont pas modifiés.

$$\Delta Coût Gestion_{TH} = \Delta Coût Gestion_{TH+EnR}$$

- La prise en compte d'une production EnR dans ces conditions est sans effet au 1er ordre sur le coût des SSY.

Jeu d’hypothèses publiques utilisées

Cas de référence

Hypothèses de référence

Demande France

Utilisation de 9 chroniques historiques de demande horaire en puissance (2002 – 2010) issues du site institutionnel de RTE

Besoin de SSY pour le réglage de fréquence

Prescription de RP et de RS issues de la DTR :

- RP = 600 MW
- RS = $\sqrt{10 \times Dde + 150^2} - 150$ MW

Note : le besoin issu du gradient de variation de la demande n'est pas pris en compte

Prix des combustibles

Hypothèses issues du rapport 2010 de l'AIE sur les coûts de production de l'électricité : prix correspondant au scénario de référence à horizon 2015

Pétrole	86.67 USD08/baril
Gaz	10 USD08/Mbtu
Charbon	91 USD08/t
CO2	30 USD08/t

Taux d'actualisation

8 % (en cohérence avec l'hypothèse centrale des coûts de référence de la production électrique publiés par la DGEC en 2008)

Caractéristiques technico économiques des filières étudiées

- Filières thermiques considérées pour la construction des parc centralisés

  Les filières nucléaire, CCG, charbon et TAC FOD sont considérées comme candidates à la construction des parcs thermiques centralisés. Les tranches d'une filière sont supposées identiques. Leurs caractéristiques (coûts, performances) sont construites sur la base des données publiques listées ci-dessous.

- Publications externes utilisées

  Rapports sur le coût de production de l'électricité de l'AIE 2010, de Mott Mac Donald 2010, EPRI 2008, US EIA 2010, MIT 2009, FERC 2008

- Périmètre géographique utilisé pour la constitution des hypothèses de coûts

  France, Allemagne, Angleterre, Pays-Bas, Belgique ou Suisse

- Périmètre géographique utilisé pour la constitution des hypothèses de performances

  Tous les projets sont utilisés sans exclusion selon leur implantation géographique

- Caractéristiques technico économiques des filières à l'étude

	Rendement	Taux d'émission de CO2	Coût fixe d'exploitation	Coût overnight	Durée d'exploitation
		Kg CO2 / MWhe	€10/kW/an	€10/kW	
Nucléaire	/	0	100	3370	60 ans
Charbon	40%	856	50	2130	40 ans
CCG	50%	366	18	910	30 ans
TAC FOD	35%	800	5	590	25 ans

Evaluation du coût complet de fourniture des services système pour le réglage de fréquence

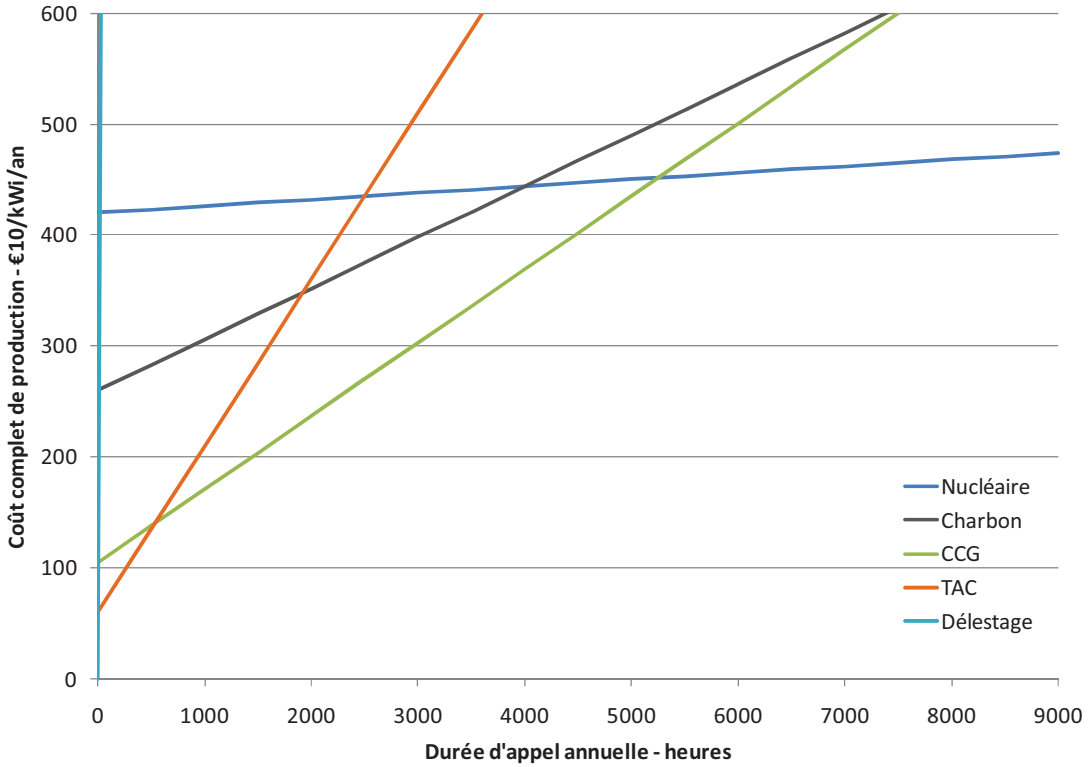
Résultats pour le cas de référence

Etude de sensibilités

Cas de référence
Coûts de production des filières thermiques

	Coût d'anticipation €10/kW/an	Coût variable €10/MWhe
Nucléaire	420	8
Charbon	260	46
CCG	105	66
TAC FOD	60	150

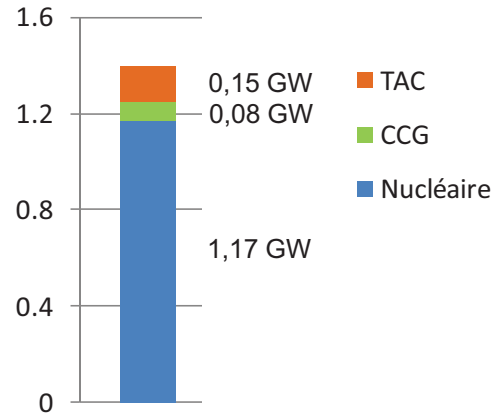
Coût complet de production des filières thermiques à l'étude



Cas de référence
Structure du parc développé et bilan de production

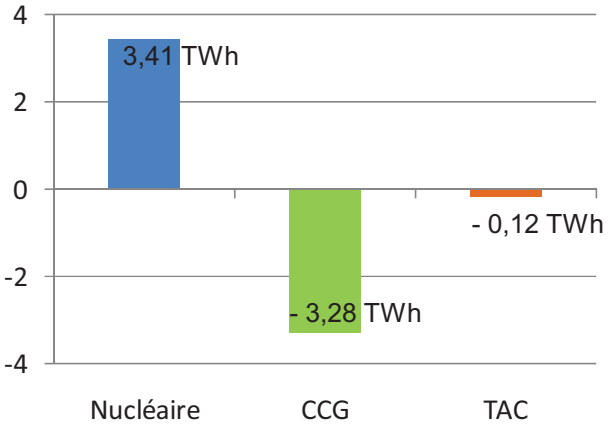
- Composition du parc thermique supplémentaire développé à l'adaptation
  - La fourniture des SSY nécessite le développement d'une **capacité supplémentaire de 1,4 GW**
  - 84% de cette capacité est issue de la filière nucléaire

Composition du parc thermique supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY - GW



- Ecart entre les bilans de production des deux parcs adaptés
  - Le développement de la capacité supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY engendre une augmentation de la production du palier nucléaire au détriment des paliers thermiques à flamme
  - **Ce transfert d'énergie représente 3,4 TWh/an**
  - 96% de ce transfert s'opère du palier CCG vers le palier nucléaire

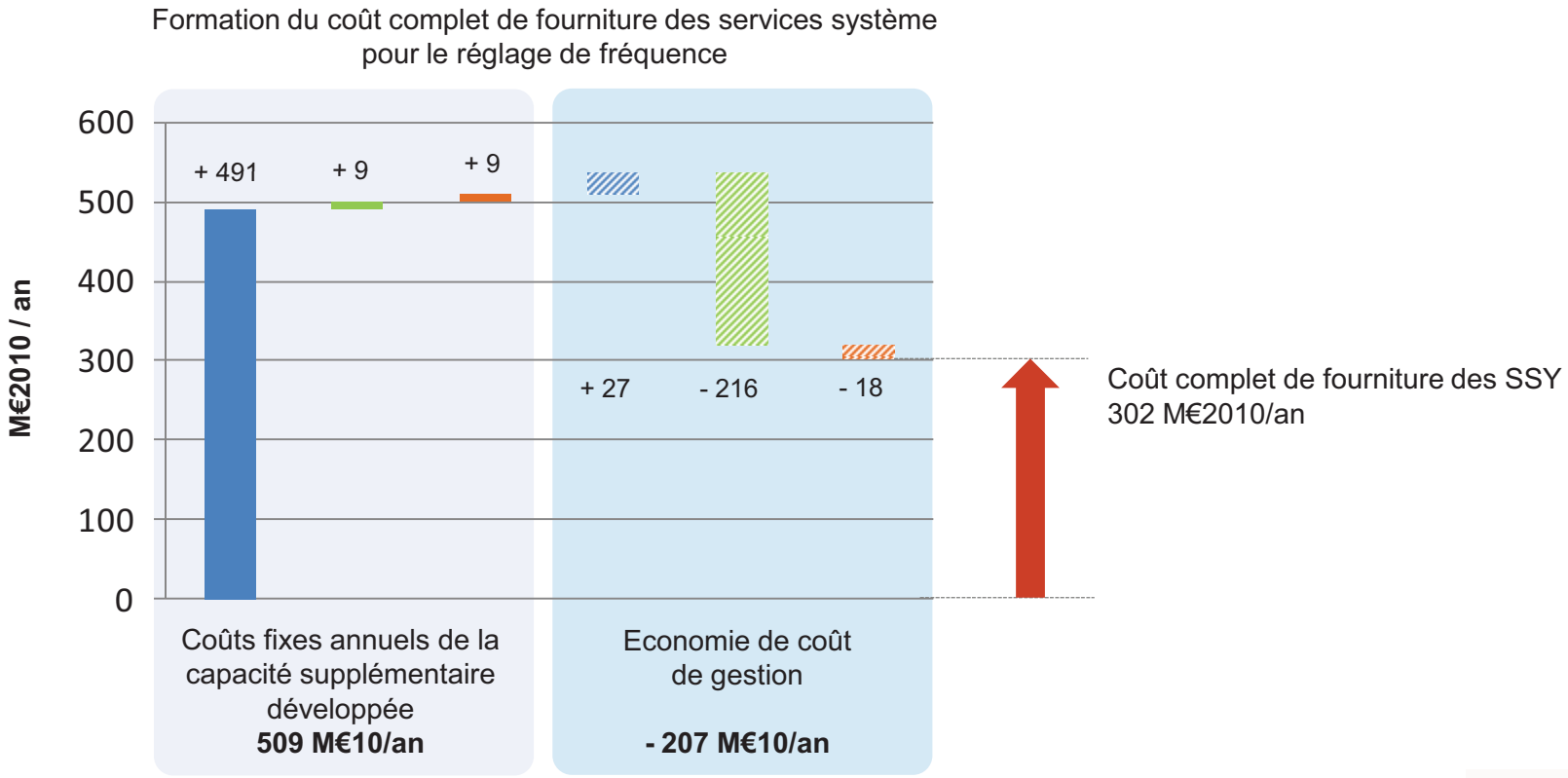
Ecart de production par filière induit par la fourniture des SSY - TWh



Cas de référence

Evaluation du coût complet de fourniture des SSY

- Le développement de capacité nécessaire à la fourniture des SSY représente un coût fixe annuel de 509 M€2010/an
- Ce développement s'accompagne d'une baisse des coûts de gestion du parc de production de 207 M€2010/an
- **Le coût complet de fourniture des SSY s'établit donc dans le cas de référence à 302 M€2010/an soit 28,7 €2010/(h.MW)**



Les producteurs de l'

Sensibilité
Taux d'actualisation abaissé à 6%

- La baisse du taux d'actualisation se traduit par une diminution sensible des annuités de coûts fixes des filières thermiques développées
- Elle se répercute sur la structure du parc supplémentaire développé par une hausse de la part de la filière nucléaire, au détriment des filières thermiques à flamme
- Malgré cette augmentation de la puissance supplémentaire nucléaire, le coût fixe annuel de la capacité diminue à 436 M€2010/an sous l'effet de la forte réduction des annuités de coûts fixes des filières
- La réduction de la puissance thermique à flamme développée se traduit par une baisse de l'économie de coût de gestion à 174 M€2010/an
- L'effet résiduel de ces 2 évolutions antagonistes est une baisse du coût complet de fourniture des SSY qui s'établit à 262 M€2010/an, soit **25 €2010/(h.MW)**

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 25 €10/h.MW/an malgré une baisse de 2 points du taux d'actualisation

	Cas de référence Tx act. = 8%	Sensibilité Tx act. = 6%	Ecart
Coûts d'anticipation des filières développées - €2010/kW/an			
Nucléaire	420	340	*-80*
CCG	105	90	*-15*
TAC	60	50	*- 10*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,25	*+ 0,08*
CCG	0,08	0,1	*+ 0,02*
TAC	0,15	0,05	*- 0,1*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 2,83	*- 0,58*
CCG	- 3,28	- 2,69	*+ 0,59*
TAC	- 0,13	- 0,14	*- 0,01*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 436	*-73*
Coût de gestion	- 207	-174	*+ 33*
Coût complet	**+ 302 M€10 28,7 €10/h.MW**	**+ 262 M€10 25 €10/h.MW**	***-40 M€10 - 3,7 €10/h.MW***
Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés			
	10,5 h.TW / an	**10,5 h.TW / an**	***0***

Sensibilité
Taux d'actualisation augmenté à 10%

- L'augmentation du taux d'actualisation se traduit par une progression des annuités de coûts fixes des filières thermiques développées
- Elle se répercute sur la structure du parc supplémentaire développé par une hausse de la contribution des filières thermique à flamme, au détriment de la filière nucléaire
- Le coût fixe annuel de la capacité augmente à 601 M€2010/an
- La progression de la puissance installée du thermique à flamme se traduit par une hausse de l'économie de coût de gestion à 278 M€2010/an
- L'effet résiduel de ces 2 évolutions antagonistes est une augmentation du coût complet de fourniture des SSY qui s'établit à 323 M€2010/an, soit **30,7 €2010/(h.MW)**

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 30,7 €10/h.MW/an malgré une hausse de 2 points du taux d'actualisation

	Cas de référence Tx act. = 8%	Sensibilité Tx act. = 10%	Ecart
Coûts d'anticipation des filières développées - €2010/kW/an			
Nucléaire	420	520	*+ 100*
CCG	105	120	*+ 15*
TAC	60	70	*+ 10*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,1	*- 0,07*
CCG	0,08	0,15	*+ 0,07*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 4,54	*+ 1,13*
CCG	- 3,28	- 4,36	*- 1,08*
TAC	- 0,13	- 0,18	*- 0,05*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 601	*+ 92*
Coût de gestion	- 207	- 278	*- 71*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 323 M€10** **30,7 €10/h.MW**	***+ 21 M€10*** ***+ 2 €10/h.MW***
Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés			
	10,5 h.TW / an	**10,5 h.TW / an**	***0***

Sensibilité

Hausse des prix des combustibles fossiles

- On étudie ici la sensibilité du coût complet de fourniture des SSY à une variation des coûts variables, sans présumer de l'évolution du contexte économique sous jacent
- Le prix du gaz passe de 10 USD/Mbtu dans le cas de référence à 14 USD/Mbtu

  Le prix du baril de brent passe de 86,7 USD/baril dans le scénario de référence à 115 USD/baril
- Cette évolution se traduit par une hausse des coûts variables des filières thermiques à flamme
- La structure du parc supplémentaire développé évolue peu. En revanche, la puissance THF développée dans les parcs adaptés complets diminue sensiblement.
- Le coût fixe annuel de la capacité reste proche du cas de référence à 515 M€2010/an et l'économie de coût de gestion diminue à 191 M€2010/an sous l'effet d'une baisse de la contribution du parc THF
- Le coût complet de fourniture des SSY augmente à 324 M€2010/an, soit **30,8 €2010/(h.MW)**

Le coût complet de fourniture reste proche de la référence à 30,8 €10/h.MW/an malgré une hausse des prix des combustibles de plus de 30 %

	Cas de référence	Sensibilité Prix des combustibles hauts	Ecart
Coûts variables des filières développées - €2010/MWh			
CCG	66	81	*+ 15*
TAC	150	189	*+ 39*
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,19	*+ 0,02*
CCG	0,08	0,06	*- 0,02*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,4	*0*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 2,51	*- 0,9*
CCG	- 3,28	- 2,43	*+ 0,85*
TAC	- 0,13	- 0,08	*+ 0,05*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 515	*+ 6*
Coût de gestion	- 207	- 191	*+ 16*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 324 M€10** **30,8 €10/h.MW**	***+ 22 M€10*** ***+ 2,1 €10/h.MW***
Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés			
	10,5 h.TW / an	**10,5 h.TW / an**	***0***

Sensibilité
Variation de la prescription de réserve primaire

- On étudie ici la sensibilité à la variation de la prescription de RP, par exemple à une baisse de 100 MW, sans présumer cependant de son évolution. La prescription de RP s'établit donc à 500 MW
- Cette évolution se répercute principalement sur le parc thermique supplémentaire développé par une baisse de la contribution de la filière nucléaire
- L'annuité de coûts fixes de la capacité diminue à 469 M€2010/an
- L'économie de coût de gestion reste stable à 205 M€2010/an
- Le coût complet de fourniture des SSY diminue à 264 M€2010/an, soit **27,4 €2010/(h.MW)**

	Cas de référence	Sensibilité Baisse prescription RP	Ecart
Parcs développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,07	*- 0,1*
CCG	0,08	0,1	*+ 0,02*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,32	*- 0,98*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 3,33	*- 0,08*
CCG	- 3,28	- 3,2	*+ 0,08*
TAC	- 0,13	- 0,15	*- 0,02*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 469	*-40*
Coût de gestion	- 207	- 205	*+ 2*
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 264 M€10** **27,4 €10/h.MW**	***- 38 M€10*** ***- 1,4 €10/h.MW***
Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés			
	10,5 h.TW / an	**9,6 h.TW / an**	***- 0,9 h.TW / an***

Le coût complet de fourniture reste proche du cas de référence à 27,4 €10/h.MW/an malgré une variation à la baisse de 100 MW de la prescription de RP

Sensibilité

Prise en compte simplifiée d'une production de fil

- On considère ici que des installations de fil contribuent à l'offre pour une puissance totale installée de 4 GW. De façon normative on suppose qu'elles contribuent à la fourniture de SSY à hauteur de 1,5% de leur puissance installée, sans perte de puissance active*
- Dans cette sensibilité, **les coûts d'investissement et d'exploitation associés aux moyens hydrauliques de fil contribuant aux SSY ne sont pas pris en compte**
- La capacité de fil contribuant aux SSY se substitue principalement à du développement nucléaire
- Cette baisse de puissance installée nucléaire se traduit par une baisse de l'annuité de coûts fixes à 484 M€2010/an
- L'économie de coût de gestion reste stable à 205 M€2010/an

La prise en compte simplifiée d'une production de fil contribuant à la RP se traduit par une baisse du coût complet de fourniture des SSY. Ce dernier n'intègre cependant pas les coûts associés à la capacité hydraulique contributive. Il reste proche du cas de référence à 27,9 €10/h.MW/an.

	Cas de référence	Sensibilité Production hydraulique de fil	Ecart
Parcs THF développés nécessaires à la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	1,17	1,11	*- 0,06*
CCG	0,08	0,08	*0*
TAC	0,15	0,15	*0*
Totaux	1,4	1,34	*- 0,06*
Ecart sur le bilan de production induit par la fourniture des SSY – GW			
Nucléaire	+ 3,41	+ 3,37	*- 0,004*
CCG	- 3,28	- 3,24	*+ 0,04*
TAC	- 0,13	- 0,13	*0*
Coût complet de fourniture des SSY annualisé – M€2010/an			
Annuité de coût fixe	+ 509	+ 484	*- 25*
Coût de gestion	- 207	- 205	+ 2
Coût complet	**+ 302 M€10** **28,7 €10/h.MW**	**+ 279 M€10** **27,9 €10/h.MW**	***- 23 M€10*** ***- 0,8 €10/h.MW***
Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés			
	10,5 h.TW / an	**10 h.TW / an**	***- 0,5 h.TW / an***

* Cette hypothèse ne se vérifie pas par exemple sur les ouvrages de type éclusées, pour lesquels la contribution à la RP se fait avec perte de puissance active et désoptimisation du placement du productible, mais sans perte de productible.

Synthèse des résultats obtenus

	Majoration de l'annuité de coûts fixes	Economie de coût de gestion	Volume de capacité de réglage mis à disposition par les moyens thermiques développés	Coût complet de fourniture des SSY pour le réglage de fréquence	
	M€2010/an	M€2010/an	h.TW / an	M€2010/an	€2010/h.MW/an
Cas de référence	+ 509	- 207	10,5	+ 302	**+ 28,7**
Taux d'actualisation de 6%	+ 436	-174	10,5	+ 262	**+ 25**
Taux d'actualisation de 10%	+ 601	- 278	10,5	+ 323	**+ 30,7**
Prix des combustibles élevés (+35%)	+ 515	- 191	10,5	+ 324	**+ 30,8**
Prescription de réserve primaire diminuée de 100 MW	+ 469	- 205	9,6	+ 264	**+ 27,4**
Prise en compte simplifiée d'une production de fil de 4 GW contribuant à la RP	+484	- 205	10	+ 279	**+ 27,9**

- **La méthode d'évaluation du coût des SSY à parc adapté s'avère robuste aux variations d'hypothèses** : la structure du parc thermique supplémentaire nécessaire à la fourniture des SSY reste stable et le coût complet unitaire de mise à disposition de cette capacité s'écarte peu de la valeur du cas dé référence.
- Le raisonnement en différentiel entre 2 parcs adaptés contribue à la robustesse de la méthode en ramenant les effets des simplifications à un ordre secondaire. De surcroît, la concordance des résultats avec un modèle numérique fin d'équilibre offre-demande conforte la validité de l'approche.
- Le coût complet de fourniture des SSY s'établit dans le cas de référence à 302 M€2010/an, **soit 28,7 €2010/h.MW/an.**

Annexes

Publications identifiées

- AIE – coût prévisionnel de production de l'électricité édition 2010

  https://www.felo.org/uploads/media/exec-summary-FR.pdf
- US Energy Information Adm. – updated capital cost estimates for electricity generation plants, novembre 2010

  http://www.eia.doe.gov/oiaf/beck_plantcosts/pdf/updatedplantcosts.pdf
- DGEC – synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, 2008

  http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/cout-ref-synthese2008.pdf
- Mott MacDonald UK Electricity generation Costs Update 2010, pour la DECC

  http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf
- EPRI, Program on technology innovation : integrated generation technology options, technical update, 2008

  http://www.energync.net/wdocs/2009_Prism_MERGE_Gen_Options_Report.pdf
- MIT, Update on the cost of nuclear power, 2009

  http://web.mit.edu/mitei/docs/spotlights/nuclear-fuel-cycle-du.pdf
- E.ON roadshow 2009

  http://www.eon.com/de/downloads/ir/Non-Deal_Roadshow_Sep_2009_EN.pdf
- FERC, Increasing costs in electric market, 2008

  http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-19-08-cost-electric.pdf

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 2

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 11 mai 2011

Relevé de conclusions

Version finale du 9 juin 2011

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 11 mai 2011

1. Participants

CNR : Christophe MONTBROUSSOUS

DIRECT ENERGIE : Antoine BOURDON

EDF : Pierre CASTAGNE

E.ON : Philippe GOUILLART

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT

POWEO : Johann ZAMBONI

RTE : Pascal BERTOLINI, Emanuele COLOMBO, Philippe DI BONO, Jean-Victor ECK

2. Contexte des réflexions et méthode de travail

Cette réunion marque le lancement de la concertation sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence (ci-après « RP » et « RS ») en perspective de TURPE 4.

Il est convenu que les travaux seront menés au sein d'un GT appelé GT « Concertation RP & RS perspective TURPE4 » sous l'égide de la CAR. Ils seront distincts des travaux menés au sein du GT « Services Système »dans sa configuration habituelle. Celui-ci continue d'exister en parallèle pour traiter de l'ensemble des aspects touchant à la mise en œuvre du contrat Services Système (REX du contrat en cours, aspects opérationnels, etc.) en vigueur depuis le 1er mars 2011.

Le lancement de cette concertation et les réflexions qui seront menées font suite à la demande des producteurs de revoir le mode de rémunération des RP et RS Deux pistes sont envisagées : soit un mécanisme de marché, soit une rémunération basée sur les coûts.. EDF souligne que l'enveloppe TURPE 4 ne doit donc pas être considérée comme figée *a priori*.

Le travail doit être finalisé d'ici fin 2011, de manière à proposer des recommandations pouvant alimenter les réflexions de la CRE sur le TURPE 4 – la CRE devant mettre en concertation la structure tarifaire de TURPE 4 début 2012. Ce mode de travail sera proposé par RTE à la CRE d'ici la prochaine réunion du GT « Concertation RP & RS perspective TURPE4 » prévue pour le 10 juin prochain ; un point d'étape des travaux avant août pourra également être établi et transmis pour information à la CRE. Il pourra également être envisagé d'organiser une réunion en présence de la CRE pour leur expliquer la position commune des producteurs.

RTE souhaite profiter de cette concertation pour mener une réflexion partagée permettant de se reposer plusieurs questions et d'aborder deux dimensions essentielles relatives aux services de RP et RS :

1. Les modèles économiques de mise à disposition des RP et RS
2. Le niveau de rémunération de ces services

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

3. Synthèse des discussions et décisions

Les volumes de RP et RS sont considérés comme un paramètre exogène aux réflexions menées ici, dans la mesure où leur détermination fait l'objet :
- Pour la RP, d'une prescription directe de l'association des gestionnaires de réseau (ENTSO-E) à RTE ;
- Pour la RS, d'une déclinaison par RTE des principes fixés par ENTSO-E à travers une méthodologie précisée dans l'article 4.1 de la DTR (modifié en début d'année 2011)

La constitution de ce volume de capacités de réglage en RP et RS a un coût global, qui doit être :

- ➔ minimisé pour la collectivité, tout en assurant le niveau de service et en prenant en compte les contraintes des producteurs (cela revient à poser le problème de la répartition des volumes de RP et RS requis entre les moyens aptes à les fournir) ;
- ➔ répercuté aux parties prenantes selon leurs responsabilités (cela revient à poser le problème du financement des coûts des RP et RS)

RTE explicite la notion de « modèle économique » introduite en CAR : le « modèle économique » correspond à l'articulation de ces deux dimensions : répartition des volumes de RP et RS requis entre les moyens aptes à les fournir et financement des coûts des RP et RS. Chacune de ces deux dimensions est à considérer.

En théorie, toutes les combinaisons possibles entre ces deux dimensions devront être explorées pour chacune des réserves : constitution par prescription ou appel d'offres à participation obligatoire (et sous contraintes techniques), associée à un financement par le TURPE ou par les acteurs de marché. POWEO souligne que les modèles ne sont pas nécessairement les mêmes pour la RP et pour la RS, ce qui aboutit à 4 combinaisons possibles pour chaque type de réserve. Poweo souligne de même que la rémunération de l'énergie (à la hausse et à la baisse) et pas uniquement de la capacité peut aussi être étudiée.

RTE rappelle que le modèle économique actuel des RP et RS est un modèle régulé, dans lequel :
- les volumes requis sont répartis par prescription du GRT, l'optimisation de leur répartition étant à effectuer par les producteurs sur leurs parcs respectifs et par échanges bilatéraux ;
- les coûts correspondants sont évalués à partir des coûts des capacités constructives nécessaires à couvrir les volumes requis de façon globale et le mode de financement est le TURPE

Partant de ce constat, RTE souligne que la demande des producteurs d'examiner la possibilité d'un mécanisme d'appel d'offres pour la constitution des RP et RS imposerait naturellement deux pré-requis :
- la constitution des volumes requis de RP et RS devra être garantie dans toutes les situations
- dans la mesure où un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger un prix de marché pour les RP et RS (émergence d'un risque prix), l'allocation des coûts correspondants à leur constitution sera incompatible avec un financement par le TURPE, associé à des charges prévisibles et à une enveloppe fixée à l'avance.
Pour RTE, cela limite donc de fait le champ des possibles : les modèles économiques de constitution des RP et RS par appel d'offres semblent incompatibles avec un financement par le TURPE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

POWEO et DIRECT ENERGIE considèrent cependant qu'il ne faut pas s'interdire d'explorer un schéma de constitution par appel d'offres associé à un financement par le TURPE, assorti d'un mécanisme de régulation financière spécifique comme le Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP).
RTE explique que tous les types de coûts n'ayant pas vocation à figurer au CRCP, notamment ceux des réserves de fréquence qui permettent de réaliser l'équilibre offre-demande pour le compte de la communauté des acteurs et ne relèvent donc pas directement de la gestion des actifs de transport d'électricité.
Il est décidé qu'une présentation de la composition du CRCP soit faite par un expert de la Direction Finances de RTE à la prochaine réunion.
RTE précise que l'émergence du risque prix et l'éventualité de le gérer par le TURPE doit être appréhendée au regard des contraintes de régulation et ne pourra en aucun cas se traduire par un report, ne serait-ce que partiel, de ce risque prix dans les comptes de RTE. Cela est bien entendu et partagé par les participants.

En conclusion, 4 grands sujets seront à examiner par le GT, avec une première liste de questions associée :

1. La constitution des RP et RS : Une constitution par appel d'offres est-elle réellement mieux adaptée qu'une règle de prescription ? Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?
2. L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?
3. La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition déduire de l'identification des responsabilités pour les coûts des RP/RS ?
4. Le dimensionnement des coûts de fourniture du service

4. Organisation du travail et calendrier

La méthode de travail adoptée est la suivante : un travail parallèle sera mené sur les modèles économiques envisageables (sujets 1 à3 ?) et sur les éléments de coûts des réserves (sujet 4 ?).
Ainsi, dans la mesure du possible, les quatre sujets seront abordés à chaque réunion.

D'un point de vue pratique, des réunions de concertation mensuelles auront lieu à la Tour Initiale, avec si nécessaire des réunions intermédiaires en fonction de l'avancement des travaux. Les dates sont les suivantes :

- ✓ Vendredi 10 juin 2011, 9h00-12h00
- ✓ Mercredi 29 juin 2011, 9h00-12h00.
- ✓ Jeudi 8 septembre 2011, 14h00-17h00
- ✓ Jeudi 6 octobre 2011, 14h00-17h00
- ✓ Vendredi 4 novembre 2011, 09h00-12h00
- ✓ Mercredi 7 décembre 2011, 14h00-17h00

La prochaine réunion du 10 juin sera consacrée :

- à la finalisation de la liste des questions à instruire ;
- à la présentation de la composition du CRCP par RTE ;
- à la présentation par EDF d'une méthode de dimensionnement des coûts issus du groupe de travail de l'UFE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 10 juin 2011

Relevé de conclusions

Version finale du 29 juin 2011

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Participants

AIR LIQUIDE/UNIDEN : William CHAN

CNR : Christophe MONTBROUSSOUS

DIRECT ENERGIE : Antoine BOURDON

EDF : Pierre CASTAGNE, Guillaume GIROUX

E.ON France : Philippe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT

POWEO : Johann ZAMBONI, Michael SCHRAMEL

RTE : Pascal BERTOLINI, Emanuele COLOMBO, Philippe DI BONO, Jean-Victor ECK, Max PAPON

2. Adoption du relevé de décisions de la réunion précédente

Le relevé de décisions, qui tient compte de toutes les remarques formulées depuis la réunion précédente, est adopté.

3. Présentation du fonctionnement du CRCP par RTE

En préambule, RTE informe les participants qu'une réunion bilatérale RTE-CRE a eu lieu comme prévu après la réunion du 11 mai.
RTE a proposé à la CRE que le GT l'informe régulièrement de l'avancement des travaux, y compris par des points d'étape en Commission d'Accès au Réseau. En complément, les interlocuteurs de la CRE pourront bien sûr participer ponctuellement à des séances du GT s'ils le souhaitent.

Max PAPON, expert de la régulation tarifaire à la Direction Finances de RTE, présente le fonctionnement du Compte de Régulation des Charges et Produits (cf. présentation diffusée). La présentation montre que le périmètre du CRCP est déjà très conséquent (il représente plus de la moitié des 4 milliards d'euros des charges couvertes par TURPE 3) et que son apurement est limité par des plafonds pour éviter une volatilité trop importante du tarif. Il semble donc très délicat d'y introduire des éléments de volatilité supplémentaires, ce qui découlerait d'une acquisition des RP et RS par la voie d'un marché. Cette position est partagée par l'UNIDEN. EDF fait cependant remarquer que la volatilité des constituants du CRCP sera peut-être amenée à diminuer par ailleurs, notamment avec les modalités d'achat des pertes prévues par la loi NOME ; RTE précise cependant que la mise en œuvre de cette disposition sera progressive, ne concernera pas la totalité des pertes, et que le prix de l'ARENH (fixé par décret annuel) ne peut être anticipé sur la totalité d'une période de régulation.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

En fin de présentation, RTE rappelle que, en cohérence avec l'approche retenue dans le cadre de la concertation, toutes les possibilités de financement des RP et RS peuvent être explorées y compris celle d'une évolution du timbre d'injection. Philippe GOUILLART remarque que le timbre d'injection est une composante déjà très élevé dans la facture d'accès au réseau des producteurs (il peut représenter environ 50% de celle-ci en fonction du parc concerné) et demande quelles charges celui-ci est censé couvrir. Max PAPON rappelle que le timbre d'injection recouvre pour l'essentiel les coûts de compensation entre GRT pour les transits sur leur réseau (ITC, Inter TSO Compensation) et précise que celui-ci représente aujourd'hui une enveloppe d'environ 100 M€ (i.e. 2.5% du montant couvert par le TURPE).

Hors réunion : en réponse à une question d'EDF, RTE précise que les contrats entre GRT qui figurent au CRCP comprennent les échanges d'énergie d'ajustement au titre des contrats de secours et les échanges d'énergie d'ajustement au titre du modèle TSO-TSO « Balit » en place actuellement avec National Grid.

4. Présentation d'une méthode d'évaluation du coût de fourniture des RP et RS par EDF, au nom des producteurs adhérant à l'UFE

Guillaume GIROUX (EDF) présente une méthode d'évaluation des coûts de fourniture des RP et RS (cf. présentation diffusée).
Il s'agit d'un modèle simple fonctionnant avec la méthode normative dite « du parc adapté », qui consiste à répondre à une monotone de demande (hors échanges) en fonction du coût complet de différentes technologies de production. L'estimation des coûts d'investissement et de gestion induits par la fourniture de RP et RS découle d'un raisonnement par différence entre une situation théorique sans RP et RS et la situation réelle (où la monotone de demande est calculée en tenant compte des prescriptions en RP et RS).

Ce modèle présente l'avantage de la simplicité : en particulier, il sera communiqué par l'UFE à l'ensemble des participants et permettra à tous de pouvoir mener des simulations. De plus, les participants s'accordent sur le fait que ce raisonnement par différence permet de s'affranchir d'un certain nombre d'incertitudes.
Néanmoins, les premières questions et remarques suivantes émergent :
- Les énergies renouvelables pourraient être prises en compte dans le modèle de manière simplifiée sous forme de chroniques historiques qui viendraient en déduction de la monotone de demande.
- Le coût implicite de la défaillance correspond à celui de l'énergie non distribuée (valeur d'END normative, calée de manière à compenser l'annuité économique du dernier moyen appelé) dans le respect du critère de 3h de défaillance annuelles. En cas de défaillance, tous les autres moyens sont réputés rémunérés à ce prix.
- Le placement des RP et RS sur les moyens de production est supposé optimal (en tenant compte des capacités constructives des moyens de production, supposées égales à 2,5% pour la RP et 4,5% pour la RS).
- L'hydraulique stockable n'est pas prise en compte, ce qui n'a aucun impact selon des calculs complémentaires menés par EDF avec un modèle plus élaboré. RTE demande que des explications plus détaillées soient présentées à la prochaine réunion sur ce point.
- L'UNIDEN souligne que les hypothèses de coûts seront particulièrement structurantes et qu'aucune des sources envisagées dans ce modèle simplifié n'est spécifique aux coûts de production en France (aucune source publique n'étant disponible à ce sujet).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Tous les participants considèrent qu'il sera instructif de disposer de simulations numériques à partir du modèle simplifié.
POWEO et DIRECT ENERGIE soulignent cependant qu'il ne s'agit que d'une méthode possible parmi les méthodes envisageables, point de vue partagé par tous les producteurs.

5. Liste des questions à traiter par le GT

On rappelle les 4 grands sujets qui seront examinés par le GT, tels qu'ils ressortent de la première réunion :

1. La constitution des RP et RS : quel est le mécanisme le plus adapté, entre d'une part une constitution par appel d'offres et d'autre part l'application d'une règle de prescription ? Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?
2. L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?
3. La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition déduire de l'identification des responsabilités et des bénéficiaires du service pour les coûts des RP/RS ?
4. Le dimensionnement des coûts de fourniture du service

Le sujet 1 fait l'objet d'échanges :
- EDF considère que les avantages et inconvénients d'une constitution des RP et RS par appel d'offres devront être identifiés clairement, et demande que la question de la transition vers un modèle d'appel d'offres (si celui-ci était retenu) soit instruite. Tous les participants en sont d'accord.
- En réponse à une question de la CNR, RTE précise que la participation à un éventuel appel d'offres serait obligatoire pour tous les producteurs, de manière à ce que la couverture des besoins de RP et RS du système soit garantie. Par ailleurs, des contraintes de localisation des RP seraient à prendre en compte dans la répartition des besoins du système (comme c'est le cas aujourd'hui à travers le contrat Services Système).
- EDF demande si un éventuel appel d'offres pourrait avoir une dimension internationale. RTE considère que rien ne s'y oppose sur le principe, mais que cela se réalisera de fait à travers le cadre qui est en train de se construire dès à présent par le contrat Services Système applicable : les producteurs signataires du contrat ont la possibilité de passer des accords de fourniture de RP et RS avec certains GRT étrangers, dès lors qu'une convention technique existe entre RTE et ces GRT.

Par ailleurs, la pertinence d'examiner deux questions supplémentaires est discutée :
- La question de la prise en compte et de la rémunération de l'énergie de RP et RS, soulevée par POWEO, est secondaire par rapport à celle des capacités de réserves. Il est donc décidé de ne pas l'instruire en raison de la contrainte de temps importante auquel le GT fait face.
- EDF pose la question de différencier le besoin de RP et RS à la hausse et à la baisse. RTE répond que cela est impossible pour la RP en raison des prescriptions de la Policy 1 ENTSO-E, explicites sur ce point ; un travail peut en revanche être mené sur la RS, mais il s'agit là d'un sujet qui déborde le cadre de ce GT.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

6. Méthode de travail du GT

Sur proposition de RTE, il est décidé de traiter les 4 sujets de front, en procédant par itérations : à chaque séance, des débats auront lieu autour de chaque sujet, un participant se chargeant de proposer une contribution (qui sera considérée comme un document de travail et non comme une position définitive) pour structurer les débats. Dans cette perspective, RTE propose à l'UFE à présenter à la prochaine séance la suite des réflexions sur le sujet 4, et à l'UNIDEN d'engager des réflexions en particulier sur les sujets 2 et 3.

Les dates des prochaines réunions sont les suivantes :

- ✓ Mercredi 29 juin, 9h00-12h00.
- ✓ Jeudi 8 septembre 2011, 14h00-17h00
- ✓ Jeudi 6 octobre 2011, 14h00-17h00
- ✓ Vendredi 4 novembre 2011, 09h00-12h00
- ✓ Mercredi 7 décembre 2011, 14h00-17h00

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 29 juin 2011

Relevé de conclusions

Version définitive validée en séance le 8 septembre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Participants

CNR : Christophe MONTBROUSSOUS

EDF : Pierre CASTAGNE, Guillaume GIROUX

E.ON France : Philippe GOUILLART

ERDF : Jacques MERLEY, Yves ZONTA

GDF-SUEZ : Serge CASSIN

POWEO : Michael SCHRAMEL

RTE : Emanuele COLOMBO, Philippe DI BONO, Jean-Victor ECK

2. Adoption du relevé de décisions de la réunion précédente

Le relevé de décisions a été adapté à la suite d'une remarque d'EDF, et adopté sous réserve de la transmission éventuelle de remarques par AIR LIQUIDE sous une semaine ; RTE mettra les relevés de conclusion validés à disposition sur le site du CURTE, dans un espace dédié au GT qui a été ouvert dans l'espace de la CAR, à l'adresse
https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte/Pages%20techniques/CAR_GT_Concert_RP_RS_TURPE4.aspx

3. Méthode des producteurs de l'UFE pour l'évaluation du coût de fourniture des RP et RS

A la suite des discussions ayant eu lieu à la réunion précédente lors de la présentation de la méthode d'évaluation des coûts des producteurs de l'UFE[1], EDF présente le détail de la prise en compte des moyens hydrauliques stockables et des ENR dans la méthode, ainsi qu'un corps d'hypothèses numériques destiné à servir de base pour des simulations.

3.1 Présentation des producteurs de l'UFE sur la prise en compte de l'hydraulique stockable et des ENR

La présentation vise à démontrer que le fait de prendre en compte ou non les moyens hydrauliques stockables ainsi que les ENR dans le modèle est sans effet au 1er ordre sur le coût des SSY qu'on cherche à estimer.

[1] Pour rappel, cette méthode consiste à évaluer le coût des SSY par différence entre les coûts complets de deux parcs thermiques adaptés : l'un construit pour faire face à la consommation intérieure seule, l'autre pour faire face à cette consommation augmentée du besoin de SSY.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Selon les producteurs de l'UFE, ce résultat s'explique de la façon suivante :
- La prise en compte ou non des ENR dans ce modèle ne modifie pas le besoin en SSY adressé au reste du parc (puisque les ENR ne fournissent pas de RP et RS), dont le coût complet est donc le même.
- L'absence d'impact de la prise en compte ou non des moyens hydrauliques est liée à la définition du coût des SSY utilisée (différence des coûts complets associés à deux parc adaptés) La contribution de l'hydraulique aux SSY induit en effet une réduction du coût de la capacité thermique nécessaire pour satisfaire les SSY, mais aussi une réduction de l'économie de gestion sur le parc thermique par placement des SSY. Des simulations numériques plus détaillées ont été menées par ailleurs par EDF. Pour une analyse avec des parcs purement thermiques, leurs résultats sont identiques à ceux obtenus avec le modèle simplifié proposé. Pour des parcs mixtes, elles montrent que les deux effets antagonistes associés à la prise en compte de l'hydraulique se compensent : la variation du coût des SSY induite par la prise en compte des moyens hydrauliques reste négligeable devant le coût des SSY. Le coût des SSY associé à des parcs purement thermiques et celui obtenu avec des parcs mixtes restent donc très proches. Ces simulations ont été menées en cohérence avec les moyens existant au périmètre français, et en supposant une contribution de l'hydraulique stockable aux SSY à la hauteur des capacités de réglage exigées dans les arrêtés de 2008 (respectivement 2,5% et 4,5% pour la RP et la RS). Les hypothèses concernant la filière hydraulique sont normatives : toutes les filières hydrauliques participent à la RP sans perte de puissance (la CNR précise que ce n'est pas tout à fait exact pour le fil de l'eau géré en éclusée), et à la RS avec perte de puissance (désoptimisation du placement du stock) mais sans perte de productible.

3.2 Présentation des producteurs de l'UFE sur les hypothèses utilisables en entrée du modèle pour effectuer des simulations

Les producteurs de l'UFE présentent un jeu d'hypothèses de référence à utiliser en entrée du modèle. Ces hypothèses semblent pertinentes à tous les participants du GT. Les participants du GT s'accordent à dire que les simulations devront permettre d'effectuer des tests de sensibilité à différents paramètres (taux d'actualisation par exemple), ce qui permettra de mieux cerner le bien-fondé et les limites du modèle.

3.3 Discussions sur la pertinence du modèle

Les producteurs de l'UFE demandent à RTE son avis sur le modèle.

RTE apprécie les avantages de la simplicité de ce modèle, qui permettront notamment de le partager et ainsi à chaque participant de reproduire s'il le souhaite les exercices numériques qui seront menés.
La modélisation par parc adapté présente l'avantage de la clarté, et le raisonnement différentiel permet de capter l'effet de l'ajout des SSY sur la courbe de demande.
De même, il est très appréciable que les hypothèses envisagées soient toutes issues de sources publiques.

RTE propose de se rapprocher d'ici le prochain GT de son service R&D afin d'obtenir leur appréciation sur la méthode, et éventuellement de reproduire l'exercice numérique.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Selon RTE, il est en effet essentiel que l'approximation due à l'absence de prise en compte des moyens hydrauliques ne soit pas plus importante que l'effet que le modèle cherche à capter (les SSY représentent moins de 1% de la courbe de demande). RTE émet des réserves à propos de l'absence systématique d'effet de la prise en compte des moyens hydrauliques sur la modélisation. Sous les hypothèses prises par EDF, RTE ne conteste pas la validité des conclusions de l'étude quantitative présentée sur la compensation des deux effets antagonistes liés à la prise en compte de l'hydraulique.

Ceci rejoint la remarque d'ERDF, qui souligne que les hypothèses de cette simulation numérique sont assez conservatrices dans la mesure où une participation importante de l'hydraulique aux SSY serait envisageable avec un suréquipement en puissance ou une rénovation du contrôle commande permettant d'aller au-delà des capacités constructives envisagées.

4. Ordre du jour de la prochaine réunion (08/09/2011, 14h-17h)

EDF remarque qu'un benchmark d'ENTSO-E sur les tarifs de réseau est sorti récemment et suggère qu'une restitution par RTE en soit faite.

Rappel des 4 grands sujets qui seront examinés par le GT :

1. *La constitution des RP et RS : quel est le mécanisme le plus adapté, entre d'une part une constitution par appel d'offres et d'autre part l'application d'une règle de prescription ? Quels pré-requis pour s'assurer qu'il y ait dans tous les cas suffisamment de RP et RS à disposition du système ? Comment éviter l'exercice de pouvoir de marché ?*
2. *L'identification des acteurs : Qui sont les acteurs et parties prenantes ? Comment identifier leurs responsabilités et/ou la façon dont ils bénéficient du service ? Quels sont leurs leviers ?*
3. *La répercussion des coûts des RP et RS : Quels modes/clés de répartition déduire de l'identification des responsabilités et des bénéficiaires du service pour les coûts des RP/RS ?*
4. *Le dimensionnement des coûts de fourniture du service*

RTE apportera des éléments sur la question 2, et invite les autres acteurs à présenter des éléments sur les questions 1 et 2.

→ Les contributions prévues (à confirmer) sont les suivantes :
- Une présentation des producteurs de l'UFE sur les questions 1 et 4
- Une présentation de l'UNIDEN, d'ERDF et de RTE sur la question 2
- Une présentation par RTE du benchmark ENTSO-E des tarifs de réseau

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 8 septembre 2011

Relevé de conclusions

Version définitive validée en séance le 6 octobre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 8 septembre 2011

1. Participants

CNR : Jean-Marie COMPAS

EDF : Pierre CASTAGNE

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philippe GOUILLART

ERDF : Jacques MERLEY

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT, Marc SCHICKS

AIR LIQUIDE : William CHAN

RTE : Emanuele COLOMBO, Jérôme DEJAEGHER, Jean-Victor ECK

2. Adoption du relevé de décisions de la réunion précédente

Le relevé de décisions de la séance précédente a été adapté à la suite d'une remarque d'EDF. Cette formulation est approuvée en séance par tous les participants du GT.
Les relevés de conclusions, ainsi que toutes les présentations faites en séance, sont mis à disposition sur le site du CURTE, dans chaque réunion du GT (les réunions sont accessibles via le calendrier).

3. Méthode des producteurs de l'UFE pour l'évaluation du coût de fourniture des RP et RS (axe 4)

RTE précise que des échanges ont eu lieu avec son service R&D, comme cela avait été convenu lors de la séance précédente. Ces échanges n'ont pas abouti à une remise en cause radicale du modèle, mais ont conforté les interrogations exprimées par RTE lors de la séance précédente quant à la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques dans le modèle. Pour résumer, RTE souhaiterait avoir des éléments confortant la robustesse du modèle sur ce point et permettant de montrer que les approximations faites (notamment sur la prise en compte de l'hydraulique) ne remettent pas en cause l'ordre de grandeur des coûts qui émergeront du modèle.
EDF exprime l'idée qu'il ne serait pas cohérent de lancer des simulations et de commencer à parler de l'ordre de grandeur des coûts sans que tout le monde ne soit d'accord avec la modélisation retenue.
RTE propose donc à EDF de tester la sensibilité de la prise en compte des moyens hydrauliques aux hypothèses retenues. Il est décidé de monter rapidement une réunion ad-hoc en comité restreint pour faire le point sur les interrogations restantes sur le modèle, avec la participation de tous les participants du GT qui le souhaitent.
Air Liquide demande si l'approche par modèle simplifié doit faire émerger des valeurs absolues de coûts, ce que les producteurs confirment : il s'agit de déterminer une valeur de référence de long terme du coût des RP et RS fournies par un parc adapté, sous les hypothèses qui seront prises.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

4. Présentation d'un panorama ENTSO-E 2011 des tarifs de transport

J. Dejaegher (Direction Régulation Finances de RTE) présente un panorama des tarifs de transport pratiqués dans 32 pays. Ce panorama réalisé au sein d'ENTSO-E ne doit pas être interprété comme un benchmark : les différences nationales ne sont pas aplanies. Les points-clés de la présentation sont les suivants :

- Dans tous les pays, le tarif de transport est payé par les injections et les soutirages physiques (cette dernière composante étant toujours majoritaire et correspondant en général à 100% des charges).
- Les composantes du tarif de transport (dont la part varie beaucoup selon les pays) :
  - On retrouve partout les coûts de gestion de l'infrastructure de transport, cœur de métier du GRT.
  - Les pertes et services système (cette notion recouvrant des réalités très diverses) sont inclus dans la plupart des tarifs (hormis 3 pays), parfois avec un tarif spécifique (le montant des services système est alors identifié en tant que tel).
  - D'autres coûts non liés à l'activité de transport peuvent être inclus, pour lesquels le GRT joue un rôle de collecteur de taxes (ie, un équilibre strict est prévu entre les montants collectés et les coûts portés par le GRT) ; il en va ainsi de la CTA en France, de taxes fédérales et de soutien aux énergies renouvelables en Belgique, de soutien des énergies renouvelables au Danemark….
- Une majorité de pays modulent la tarification du transport en fonction de la durée d'utilisation ; 5 pays ont des tarifs qui dépendent de la localisation.
- Le timbre d'injection français a été à l'origine dimensionné sur l'ITC (*Inter-TSO Compensation* qui rémunère les GRT pour les transits sur leur territoire associés à des injections ou soutirages physiques dans d'autres pays), mais la corrélation entre l'ITC et le timbre d'injection n'est plus démontrée

Hors réunion :

Le document détaillé du panorama des tarifs 2011 est accessible sur le site d'ENTSO-E, à l'adresse https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/Market/Transmission_Tariffs/TariffSynthesis_2011_FINAL.PDF

En réponse à d'autres demandes des participants, RTE précise que :

- un panorama des dispositifs européens en matière de réglage de fréquence est disponible sur https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/position_papers/ENTSO_BalancingMaps_Final.pdf

- des informations sur le processus de rédaction des codes de réseau se trouvent sur https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/consultations/110628_Network_Codes_Development_Process_wt_TC.pdf; le planning indicatif publié par la Commission Européenne sur le sujet se trouve sur http://ec.europa.eu/energy/international/consultations/doc/20110410_consultation_document.pdf

5. Contributions d'ERDF et de RTE sur l'identification des acteurs et des responsabilités (axe 2)

5.1 Contribution d'ERDF

- ERDF note à travers sa présentation que fournir du réglage de fréquence revient à créer des variations régulatrices en réponse à un signal. Ce signal (la fréquence) est créé par des variations non volontaires. Les bénéficiaires du service sont donc ceux qui créent ces variations.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Les fournisseurs du service sont aujourd'hui les producteurs. ERDF signale cependant que les 2/3 des nouvelles puissances qui vont être raccordées seront sur le RPD, et souligne que certains de ces moyens (stockage par exemple) souhaiteront et/ou pourront sans doute participer. Tous les participants s'accordent à dire que la participation de ces nouvelles capacités aptes au réglage, lorsqu'elle bénéficie au système électrique, devra être possible sur une base non-discriminatoire.
- Les bénéficiaires du service sont tous les acteurs du système électrique qui créent des variations de fréquence : en effet, les RP et RS sont indispensables pour tous. La CNR et E.ON font remarquer que les producteurs n'ont pas le même intérêt à la qualité de la fréquence que les consommateurs. RTE répond que ce n'est pas la finesse du réglage qui est en jeu, mais bien l'existence même du système électrique : la réserve primaire enraye la chute ou la montée de fréquence sur incident, et en son absence, le moindre incident (par exemple une perte de groupe) provoquerait des déconnexions de charges et/ou de groupes. La réserve secondaire est tout aussi essentielle, puisque c'est elle qui permet de reconstituer la réserve primaire et ainsi de faire face à l'incident suivant. Les producteurs rappellent que la finalité du système électrique est bien de permettre que les consommateurs bénéficient d'une électricité de bonne qualité, ce qui en fait des bénéficiaires naturels de ces services.
- EDF rappelle que ces fonctions relèvent bien de la mission de RTE. RTE en convient tout à fait, mais souligne que cela ne signifie pas que cette gestion pour le compte des participants du système doive entraîner que la charge financière des réserves de réglage soit supportée par RTE.
- ERDF souligne le lien entre le coût des RP et RS et le prix de l'énergie échangée entre zones : les pays qui ont beaucoup de RP et RS paient en partie les RP et RS de ceux qui en ont moins. EDF pose la question de la règle de répartition des réserves primaires en Europe. *Hors réunion* : *RTE confirme que les 3000 MW de réserves primaires du système européen sont répartis entre pays au prorata de la « net generation », ie de la production nette de la consommation des auxiliaires et du pompage.*

5.2 Contribution de RTE

- La présentation de RTE vise à identifier les bénéficiaires du service de réglage de fréquence, pour ensuite déboucher sur une approche quantitative. RTE souligne que seuls les acteurs physiques du système créent des variations de fréquence et identifie 3 catégories : injections, réseau, soutirages. Chacune de ces catégories d'acteurs est à l'origine d'évènements (et non « d'incidents ») qui affectent l'équilibre entre offre et demande et sont à l'origine de l'activation des RP et/ou des RS.
- Le document (voir la présentation de RTE) a été adapté en séance pour prendre en compte les discussions, qui se sont focalisées sur les points suivants :
    - A la demande d'Air Liquide, RTE précise que les pertes de lignes d'interconnexion en elles-mêmes ne jouent aucun rôle particulier, en dehors des câbles à courant continu (aujourd'hui IFA) : en effet, les lignes d'interconnexion étant situées sur le réseau maillé, leur perte entraînerait des surcharges à résoudre par RTE mais pas de sollicitation des RP/RS. Certains évènements réseau, qu'ils surviennent en France ou à l'étranger, peuvent entraîner des impacts sur les utilisateurs du réseau. RTE précise à ce sujet que les grands incidents qui affectent le réseau (comme celui du 04/11/2006) sont couverts par l'approche proposée : ils font partie de la catégorie des pertes de groupes ou de charges dues à des évènements réseau.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- GDF Suez fait remarquer que les variations brutales de charges (ex. : fours à arcs) sont aussi à compter dans les événements qui conduisent à solliciter la RP. Air Liquide souligne néanmoins que ces évènements sont marginaux par rapport aux pertes de groupes.
- RTE considère que les évènements plus lents (erreur de prévision et gradient de demande ou des énergies fatales) ne conduisent pas à solliciter spécifiquement la RP. EDF interroge la raison de cette approche : la RP est bien sollicitée à chaque écart de fréquence.
  Hors réunion : P. Bertolini (RTE) précise que les événements plus lents considérés (constante de temps de quelques minutes) entraînent un déséquilibre en puissance de la zone de réglage (impact sur ΔPi), mais pas d'impact sur la fréquence donc pas de sollicitation de la RP : la RS va compenser peu à peu ce déséquilibre en puissance, localement. Il semble donc pertinent de maintenir cette classification.
- GDF Suez fait remarquer que les pertes de groupes fatals doivent être considérées au même titre que les pertes de groupes programmables.
- EDF souligne que le point 5 de la présentation de RTE est dû aux mécanismes de marché (programmation, règlement des écarts, marché), et que ce point doit être formulé en ce sens. RTE souscrit tout à fait à ce constat, mais analyse ces variations comme l'effet de l'utilisation du marché. Une étude commune ENTSO-E/Eurelectric devrait permettre de préciser ce diagnostic. *Hors réunion : une synthèse du rapport devrait être publiée en fin d'année 2011.*
- E.ON signale que la réalisation des programmes pour coller aux blocs des mécanismes de marché dépend des caractéristiques techniques des groupes (leur vitesse de modulation). RTE note qu'effectivement, tous les groupes n'ont pas le même impact sur les variations brutales observées.

6. Contribution des producteurs de l'UFE sur l'organisation d'un mécanisme de marché pour les RP et RS (axe 1)

E.ON présente au nom des producteurs de l'UFE les principes directeurs d'un mécanisme de marché pour les RP et RS (voir la présentation). Les discussions se focalisent sur les points suivants :

- L'horizon du mécanisme envisagé serait journalier, après les résultats des bourses. En réponse à la question soulevée par RTE de la garantie de disposer de suffisamment de RP et RS pour être en mesure de faire face aux déséquilibres du système, les producteurs soulignent que celle-ci serait assurée par l'obligation pour chaque producteur de proposer au moins une certaine part de sa puissance active. Les contraintes de localisation inhérentes à la répartition de la RP pourraient être internalisées dans l'offre des producteurs. RTE souligne qu'il sera effectivement très vigilant à ce que tout mécanisme proposée permette d'assurer que 1/ Les capacités constructives soient là dans la durée 2/ Un volume suffisant soit offert en pratique pour répondre aux besoins du système. RTE signale qu'une partie de la réserve pourrait faire l'objet d'un appel d'offre en amont du journalier.
- EDF souligne qu'il faudra considérer les difficultés opérationnelles liées à la mise en place de mécanismes d'appel d'offre, en particulier en termes d'interactions avec les opérations de programmation de la production.
- La revue des expériences des autres pays, dans lesquels les défauts initiaux des marchés mis en place ont progressivement été corrigés, montre l'importance du cadre de régulation (en dernier recours, des concepts d'urgence et d'imposition des prix garantissent la fourniture).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Air Liquide exprime la crainte d'un problème d'équité dans les prix qui seraient pratiqués par les fournisseurs de RP et RS dans un tel schéma. La régulation à mettre en place devra permettre de corriger d'éventuelles difficultés sur ce plan.
- Air Liquide et RTE soulignent que la comparaison faite par les producteurs entre ce mécanisme envisagé et le Mécanisme d'Ajustement ne se justifie que si les termes sont rendus comparables. En effet, le MA est un mécanisme de marché mais le recouvrement des coûts qui en émergent (renvoyés aux acteurs) assure une boucle de régulation essentielle sur les prix. RTE rappelle qu'il n'est en tout état de cause pas envisageable que les coûts émergeant d'un tel mécanisme soient couverts par une enveloppe fixe régulée dans le TURPE: une nouvelle boucle de recouvrement des coûts serait nécessairement à mettre en place dans l'hypothèse où un tel mécanisme serait retenu.
- Les producteurs de l'UFE précisent que l'exemple du MA n'a pour but que de montrer qu'un mécanisme de marché est possible. Cette comparaison s'arrêtant là.

7. Ordre du jour de la prochaine réunion (06/10/2011, 14h-17h)

Les producteurs de l'UFE apporteront une contribution sur l'axe 4, en fonction des résultats de la réunion ad-hoc qui se tiendra d'ici la prochaine réunion.

RTE apportera des éléments supplémentaires sur l'axe 2, et invite l'UNIDEN à faire de même.

→ Les contributions prévues (à confirmer) sont donc les suivantes :
- Une présentation des producteurs de l'UFE sur l'axe 4
- Une présentation de l'UNIDEN et de RTE sur l'axe 2

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion ad-hoc du 20 septembre 2011

Relevé de conclusions

Version définitive

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Participants

EDF : Pierre CASTAGNE, Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philippe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

RTE : Colas CHABANNE, Emanuele COLOMBO, Jean-Victor ECK

2. Objectif de la réunion

La réunion a été prévue lors de la précédente réunion plénière du GT (8 septembre 2011), afin de faire le point sur les interrogations restantes de RTE sur la validité du modèle proposé par les producteurs de l'UFE.

RTE indique que le but de l'exercice est *in fine* de partager au sein du GT le fait que ce modèle est pertinent sous certaines hypothèses et dans ses limites de validité (qui sont à préciser lors de cette séance) ; en particulier, RTE souhaite qu'il soit montré que les approximations faites dans le modèle n'excèdent pas quelques % de l'effet qu'il cherche à capter (le coût des RP et RS, qui représentent elles-mêmes de l'ordre de quelques 1% de la monotone de demande).

EDF indique que les producteurs de l'UFE souhaitent effectivement que les interrogations restantes trouvent une réponse avant que des simulations quantitatives ne soient effectuées.

RTE précise que l'approche pourra être partagée, mais qu'il ne pourra en revanche s'agir de conclure en GT qu'une valeur qui émergera de cet exercice sera la seule référence pertinente pour le coût des RP et RS. En particulier, RTE rappelle l'importance de mener des tests de sensibilité.

3. Hypothèse d'adaptation du parc

Le premier point d'interrogation concerne l'hypothèse de parc adapté qui constitue le cœur du modèle.

RTE considère que cette hypothèse est structurante dans la mesure où elle gomme par nature la réalité du parc installé qui fournit les RP et RS. RTE s'interroge sur la sensibilité des résultats du modèle à cette hypothèse.

EDF explique que le résultat d'une modalisation par parc adapté donne effectivement par nature une référence de long terme (à l'horizon de renouvellement du parc), qui ne correspond donc pas nécessairement aux coûts effectifs de la fourniture de RP et RS à un instant donné, dont on peut s'attendre à ce qu'ils dépendent de la situation d'adaptation du parc. Ainsi, en situation de surcapacité du parc, les coûts de la fourniture de RP et RS captés par l'écart de coûts complets de production seront inférieurs au coût à parc adapté ; l'inverse sera vrai en situation de sous-capacité. Cependant, EDF indique qu'une approche mettant en œuvre deux parcs désadaptés présentant des puissances installées identiques ne révèle que partiellement le coût de fourniture des SSY. En effet, avec une telle approche, une partie de ce coût est répercuté dans les prix de gros, le prix du ruban obtenu dans le parc fournissant des SSY étant supérieur à celui n'en fournissant pas. A l'inverse, l'approche à parcs adaptés permet de révéler en totalité le coût complet de fourniture des SSY. En particulier, dans cette approche, les prix moyen du ruban obtenus dans les 2 parcs adaptés comparés sont identiques.

RTE s'interroge donc sur la possibilité de tester la sensibilité du coût de fourniture des RP et RS à la structure du parc de départ. EDF précise qu'il y aurait un intérêt à évaluer l'impact de la désadaptation sur le coût complet de fourniture des SSY, sous réserve que ce coût soit formé par la comparaison de 2 parcs présentant des niveaux de désadaptation identiques (marges brutes des filières identiques, prix du ruban identiques). Cette condition est en effet nécessaire à la révélation non biaisée du coût complet de fourniture des SSY. .

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Les participants concluent donc que les coûts issus du modèle constituent bien une référence de moyen à long terme: on peut s'attendre (mais cela resterait à étayer par étude plus poussée) à ce que les coûts réels à un instant donné de la fourniture de RP et RS oscillent autour de cette référence de prix (en supposant de plus que les hypothèses prises par le modèle se réalisent) selon le caractère sur-capacitaire ou sous-capacitaire du parc.

4. Prise en compte des moyens hydrauliques

RTE souhaite également revenir sur la simulation quantitative menée par EDF sur la prise en compte des moyens hydrauliques, dont la conclusion (la neutralité des moyens hydrauliques dans le coût des RP et RS) a été présentée lors d'une réunion précédente.

EDF explique que dans cette simulation :
- les moyens hydrauliques sont modélisés comme stables (ne sont pas considérés comme pouvant être développés)
- la gestion de l'hydraulique stockable dans le modèle consiste en un placement du stock en fonction de la valeur de l'eau (calculée selon une méthode d'optimisation stochastique)
- ces moyens ressortent donc en général en haut de l'empilement des moyens au merit order, et les RP et RS sont placées en priorité dessus (placement des RP et RS en sens inverse du merit order)

RTE souligne que l'hypothèse de contribution de l'hydraulique stockable aux RP et RS est donc cruciale puisque les capacités constructives de fourniture de RP et RS sont utilisées à plein. C'est pourquoi RTE s'interroge sur l'hypothèse de capacités constructives prise : suite aux présentations antérieures sur l'hydraulique, RTE pensait avoir compris que l'hypothèse retenue de contribution globale (RP + RS) de la filière hydraulique aux SSY s'élevait à 7% de la puissance active maximale, ce qui semblait faible.EDF explique que l'hypothèse prise en matière de capacités constructives de fourniture de RP et RS de l'hydraulique stockable n'est pas 7%, mais une capacité nettement plus élevée, cohérente avec les capacités de réglage du parc français d'hydraulique stockable observées dans le passé.

En complément, RTE demande s'il serait possible de tester des hypothèses encore supérieures de contribution de l'hydraulique stockable aux RP et RS, afin de disposer de plusieurs scénarios de fourniture à l'horizon de long terme visé par le modèle. Il s'agirait concrètement d'évaluer si les nouvelles turbines qui remplaceront à terme les installations existantes sont capables de fournir significativement plus de réglage, et à quel coût d'investissement supplémentaire.
EDF estime que l'exercice serait intéressant (en supposant qu'un corps d'hypothèses cohérent puisse être trouvé), mais que le temps manque manifestement pour se livrer à un tel exercice, compte tenu du fait que des données supplémentaires seraient à rassembler et que la charge de travail liée à la modélisation des coûts de RP et RS est significative. Il est donc conclu de ne pas pousser plus loin la réflexion, faute de temps.

5. Conclusion

Les participants s'accordent à dire que la réunion a permis de mieux cerner les hypothèses du modèle et son domaine de validité.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

RTE demande si les producteurs de l'UFE peuvent présenter des premiers résultats du modèle à la prochaine réunion du GT, dans le but de pouvoir réaliser au plus tôt des tests de sensibilité à différents paramètres (le taux d'actualisation au premier chef).
EDF souhaite plutôt que le GT recense d'abord un jeu d'hypothèses quantitatives et de tests de sensibilité à utiliser en entrée du modèle avant de l'utiliser, et fera une proposition en ce sens à la prochaine réunion du GT.
Les autres participants n'y voient pas d'objection.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 6 octobre 2011

Relevé de conclusions

Version finale validée en séance le 4 novembre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 6 octobre 2011

1. Participants

EDF : Pierre CASTAGNE, Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND

ERDF : Jacques MERLEY

CNR : Jean-Marie COMPAS, Christophe MONTBROUSSOUS

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT, Marc SCHICKS

AIR LIQUIDE : William CHAN

RTE : Pascal BERTOLINI, Colas CHABANNE, Emanuele COLOMBO, Philippe DI BONO, Jean-Victor ECK

UFE : Hélène ROBERT

2. Points d'information

- Hélène Robert (conseillère production et développement durable de l'UFE) participera à la suite des travaux du GT en tant qu'observatrice.

- Comme prévu, un point d'étape des travaux du GT sera fait lors de la Commission Accès au Réseau du 14 octobre. Le projet de support qui sera utilisé sera transmis par RTE au plus tard le mercredi 12 octobre afin de recueillir les éventuelles remarques des autres participants du GT. L'objet de ce point d'étape sera de restituer les travaux et débats du GT jusqu'à la réunion précédente : des réflexions partagées ont eu lieu sur les axes de travail 1, 2 et 4 du GT, en revanche aucune discussion n'a eu lieu sur l'axe 3 pour le moment (NB : allocation des responsabilités et des coûts liés à la sollicitation des RP et RS). Il ne s'agira en aucun cas de conclure les réflexions, ce qui fera l'objet du rapport final qui doit être rédigé par le GT d'ici la fin d'année et aura pour objectif de présenter les préconisations là où il y a consensus, et les arguments présentés par les différents participants là où aucun consensus n'aura pu être dégagé. RTE considère que les deux éléments principaux qui émergeront des travaux du GT seront probablement la méthode de dimensionnement des coûts proposée par les producteurs de l'UFE, et les réflexions sur les responsabilités et l'allocation des coûts proposées par RTE et ERDF.

- *Hors réunion. Erratum : RTE avait indiqué lors d'un compte-rendu précédent que la répartition des réserves primaires entre les GRT d'Europe continentale se fait sur la production nette de la consommation des auxiliaires et du pompage. Or, la vérification des calculs effectués sur l'année 2010 montre que l'énergie de pompage n'est pas déduite. Le pro-rata est donc effectué sur la production annuelle de chaque zone de réglage, avant déduction de l'énergie de pompage.*

3. Approbation du compte-rendu de la séance précédente

Le relevé de conclusions de la réunion précédente est approuvé, sur la base du projet de RTE et des remarques formulées par les producteurs de l'UFE et par Air Liquide.

Air Liquide souhaite de plus faire part d'un certain nombre d'observations supplémentaires sur les contributions d'ERDF et RTE (axe 2) et des producteurs de l'UFE (axe 1) présentées à la réunion précédente.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

3.1 Remarques d'Air Liquide concernant les présentations d'ERDF et RTE sur l'axe 2

- Identification des bénéficiaires du réglage de fréquence : Air Liquide souligne que la qualité de la fréquence est certes nécessaire aux consommateurs, mais qu'il n'est pas concevable non plus pour les producteurs d'injecter dans n'importe quelles conditions, (notamment en cas de difficultés pour les réseaux d'évacuer la production intermittente). RTE rappelle que la meilleure formulation du problème lui semble de considérer que le réglage de fréquence est tout simplement indissociable de l'existence même du système électrique, en tant qu'il permet de couvrir tous les déséquilibres physiques, quelle que soit leur origine.

- Identification des évènements à l'origine des déséquilibres conduisant à solliciter les RP et RS : Air Liquide fait remarquer que les consommateurs ne sont pas à proprement parler « responsables » des variations de charges et met en évidence le rôle des fournisseurs, les variations faisant partie de la relation contractuelle acceptée (et rémunérée) entre le fournisseur et les clients. Les producteurs de l'UFE font remarquer que symétriquement, leur rôle dans l'architecture de marché ne conduit pas forcément à pouvoir leur attribuer la responsabilité des déséquilibres causés par les aléas de production qui affectent leurs centrales. RTE rappelle que sa présentation de la séance précédente visait à identifier les phénomènes physiques à l'origine de la sollicitation des RP et RS et partage pleinement l'idée que l'identification des responsabilités liées à ces phénomènes physiques et leur attribution aux acteurs correspondants n'est pas encore effectuée. RTE indique qu'il souhaite justement proposer des pistes de réflexion en ce sens lors de cette réunion du GT.

3.2 Remarques d'Air Liquide concernant la présentation des producteurs de l'UFE sur l'axe 1

- Air Liquide souligne que le mécanisme envisagé, qui aurait lieu après la fermeture des marchés J-1, viendrait de fait en concurrence avec le marché infra-journalier : les implications doivent en être examinées. La CNR souligne qu'il est crucial pour permettre la participation équitable de tous les producteurs que la constitution des réserves ait lieu après le marché J-1.

- Air Liquide rappelle que le mode d'acquisition des SSY doit avoir pour vocation première d'aboutir à la constitution certaine, garantie et à coût optimisé de réserves, et que le cadre actuel de rémunération des SSY répond déjà à la garantie de fourniture mais assure un coût minimum pour la collectivité des consommateurs.

- Air Liquide suggère d'envisager que le pourcentage de puissance active correspondant à l'offre minimale (envisagé dans la proposition des producteurs de l'UFE) corresponde aux % de prescription actuelle, avec pénalités si ces minima ne sont pas atteints. Air Liquide suggère également d'envisager de faire apparaître de manière explicite un minimum par producteur/fournisseur en liaison avec chaque portefeuille géographique desservi. RTE indique que plusieurs options peuvent être envisagées, l'élément crucial pour RTE restant bien la finalité : le mécanisme doit permettre de garantir que les RP et RS nécessaires au système électrique soient constituées, et que les pré-requis techniques soient pris en compte.

- Air Liquide s'interroge sur le traitement des situations où des prix excessivement élevés émergeraient du mécanisme de marché envisagé : Air Liquide considère qu'il ne serait pas du ressort de RTE d'arbitrer ces situations, mais que cela relèverait plutôt du rôle des régulateurs

- Air Liquide revient sur la comparaison entre MA et SSY (à propos de laquelle les producteurs de l'UFE ont précisé qu'elle ne visait qu'à démontrer qu'un mécanisme de marché était possible) et rappelle que les coûts qui émergent du MA sont renvoyés aux Responsables d'Equilibre et ne sont donc pas explicitement socialisés sur la communauté des consommateurs.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Air Liquide indique qu'il lui semble nécessaire qu'il soit démontré que le mécanisme proposé contribue à optimiser (ie diminuer) l'impact auprès des consommateurs, à niveau de sécurité de fonctionnement au moins équivalent : en effet, l'exemple de la mise en place de mécanismes de marché est loin de s'être avéré au bénéfice financier des consommateurs. Les producteurs de l'UFE indiquent qu'ils comprennent cette remarque, mais qu'il ne serait inversement pas légitime que les coûts de fourniture des RP et RS ne soient pas recouvrés. RTE et ERDF rappellent leur position sur ce point : un mécanisme de marché ne serait envisageable qu'à la condition que le risque prix imprévisible qui en découlera nécessairement ne soit pas reporté dans les comptes du GRT, et donc des GRD : le mode de régulation du tarif ne le permet en effet pas. GDF Suez objecte que certains éléments de risque prix (ex. achat des pertes) sont assumés par le CRCP. RTE rappelle que le périmètre du CRCP est déjà très conséquent et que son apurement est limité par des plafonds ; il ne lui semble donc pas envisageables d'y introduire des éléments supplémentaires de volatilité.

4. Contribution de RTE sur les axes 2 et 3

Cette contribution fait suite aux réflexions présentées par RTE lors de la séance précédente.

- RTE présente d'abord une méthodologie permettant la quantification des phénomènes à l'origine de la sollicitation de la RP identifiés dans sa contribution précédente.
  - RTE rappelle les phénomènes physiques identifiés comme étant à l'origine de la sollicitation de la RP. Les producteurs de l'UFE demandent que le phénomène identifié comme lié aux programmes des groupes de production soit précisé : ce ne sont en effet pas les programmes en eux-mêmes qui sont en cause, mais bien les variations brutales de production (selon les caractéristiques techniques des groupes) afin de générer des « blocs » qui correspondent aux mécanismes de marché, mais pas à la demande physique en puissance. ERDF s'interroge sur le rôle des reprises tarifaires : il ne semble pas évident que leur dynamique soit suffisamment forte pour être à l'origine de chocs sur la fréquence, ce qui plaiderait plutôt pour les rattacher à la sollicitation de la réserve secondaire. Il est convenu qu'ERDF, qui semble le mieux placé pour examiner et aider à quantifier ce phénomène, apportera des éléments sur ce point. Enfin, ERDF note que les aléas de production concernent également la production éolienne et surtout solaire photovoltaïque, dont les variations peuvent se produire sur des échelles de temps très rapides ; RTE en prend note, mais indique qu'en pratique, ce phénomène devrait être négligeable en France dans l'état du développement actuel de ces filières.
  - La CNR indique qu'on observe que la fréquence dérive pendant des périodes prolongées. RTE souligne que cela ne peut être dû à un événement spécifique, mais nécessairement à une combinaison d'évènements (parmi la liste qui a été faite, qui semble exhaustive) qui devra être mieux appréhendée. - RTE indique également que les phénomènes identifiés se produisent partout sur la zone synchrone d'Europe continentale dont la France fait partie, mais qu'il est impossible d'étudier tous les phénomènes européens conduisant à des variations de fréquence : il est donc nécessaire d'étudier la contribution du système français aux variations de fréquence, et de faire une hypothèse sur l'impact de ces variations sur la fréquence européenne. La méthode proposée présente donc des limites importantes et ne peut aboutir qu'à identifier des ordres de grandeur. EDF demande que toutes les hypothèses de la méthode de quantification présentée par RTE soient décrites.

- En ce qui concerne la sollicitation des réserves secondaires, RTE indique que les événements déclencheurs sont nécessairement situés au sein de la zone de réglage, à la différence des évènements conduisant à solliciter la RP. En revanche, ces événements sont difficilement séparables (la RS servant de terme de bouclage naturel de l'équilibre offre-demande) et il n'est pas certain que leur identification fine soit possible.
- RTE présente ensuite un élargissement des réflexions vers l'axe 3 (allocation des responsabilités et des coûts liés à la sollicitation des RP et RS), et indique que les phénomènes physiques à l'origine de la sollicitation des RP et RS, à l'exception des phénomènes liés aux réseaux, se produisent sur les périmètres des Responsables d'Equilibre, qui sont bien les acteurs qui assument la responsabilité d'équilibrer les injections et soutirages sur

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

leur périmètre. Le rôle de RE paraît donc à RTE être le plus approprié pour la répercussion financière des sollicitations des RP et RS, hormis celles liées aux réseaux.
- Cette réflexion est partagée par ERDF.
- Air Liquide souligne qu'il est nécessaire d'élargir la réflexion aux fournisseurs, qui (pour les aléas de consommation) sont ceux qui assument contractuellement les variations pour le compte des consommateurs. RTE comprend cette remarque, mais indique que le rôle de couverture des déséquilibres revient bien in fine au RE : les fournisseurs, lorsqu'ils ne sont pas eux-mêmes RE, répercutent cette responsabilité à leur RE par contrat. Air Liquide demande à ce que les flux soient décrits afin de mieux identifier le rôle du RE.
- EDF souligne qu'en général en Europe les RP et RS sont intégrés aux tarifs de réseau, et que le bien fondé d'une répercussion éventuelle vers les acteurs de marché se pose, d'autant plus dans le contexte actuel de rédaction des codes européens de réseau. RTE rappelle qu'a contrario, il existe des pays où certains services de réglage ne sont pas payés : il n'existe pas d'harmonisation européenne, et la question de la compétitivité ne devrait donc pas empêcher de s'interroger sur les responsabilités et l'allocation des coûts de sollicitation des réserves.
- Il est convenu que les participants du GT s'exprimeront à la prochaine séance sur cette première réflexion de RTE.

5. Contribution des producteurs de l'UFE sur l'axe 4

A la suite de la réunion ad-hoc du 20 septembre, qui a permis de mieux cerner les limites de validité du modèle proposé par les producteurs de l'UFE et au cours de laquelle tous les participants se sont accordés sur l'intérêt de réaliser des simulations quantitatives, les producteurs de l'UFE présentent des hypothèses devant servir de base pour cet exercice quantitatif.

Les hypothèses centrales proposées par les producteurs de l'UFE conviennent à tous les participants. Les variantes envisagées font l'objet de quelques précisions :
- RTE indique que les taux d'actualisation envisagés dans le rapport 2008 de la DGEC sur les coûts de référence de la production électrique sont de 8% (scénario central identique à celui des producteurs de l'UFE), 5% et 11% (hypothèses basse et haute). Il pourrait être intéressant de tester ces valeurs en plus des taux de 6% et 10% proposés par les producteurs de l'UFE.
- Air Liquide considère qu'il serait intéressant d'envisager une variation du prix du CO2 en cohérence avec les variations considérées des prix du gaz et du pétrole.
- EDF précise que le test envisagé sur le dimensionnement des RP ne conduit en aucun cas à remettre en cause le volume de RP prescrit : il s'agit d'un simple test de validité du modèle.

6. Prochaines réunions

- RTE complètera sa contribution sur les axes 2 et 3 par l'application quantitative de la méthodologie proposée ; les producteurs de l'UFE apporteront les résultats de leur modèle sur l'axe 4.
- Une réunion supplémentaire sera prévue les 21 ou 22 novembre.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 4 novembre 2011

Relevé de conclusions

Version finale validée en séance le 21 novembre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

1. Participants

EDF : Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philipe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

CNR : Jean-Marie COMPAS, Christophe MONTBROUSSOUS

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT

RTE : Pascal BERTOLINI, Jean-Victor ECK, Frédéric EVE

UFE : Hélène ROBERT

2. Approbation du relevé de conclusions de la séance précédente

Le relevé de conclusions de la réunion précédente est approuvé en séance, sur la base du projet de RTE et des remarques formulées par EDF et par Air Liquide.

3. Présentation des producteurs de l'UFE sur l'axe 4 (modélisation des coûts de constitution des capacités de RP et RS)

- EDF, au nom des producteurs de l'UFE, présente les résultats du modèle dont les principes ont été présentés et discutés lors des séances précédentes du GT.

- Le cas de référence, correspondant au jeu d'hypothèses qui avait été présenté lors de la séance précédente, débouche sur un coût complet de constitution des capacités de RP et RS qui s'élève à environ 29 €/MW par heure de mise à disposition, à comparer au montant de 17 €/MW par heure de mise à disposition environ prévu dans le contrat Services Système actuel.

- Plusieurs des tests de sensibilité dont il avait été convenu à la réunion précédente ont été réalisés :
  - abaissement du taux d'actualisation (fixé à 8% dans le cas de base) à 6% : on obtient une baisse des coûts, à 25 €/MW par heure de mise à disposition
  - hausse du taux d'actualisation à 10% : on obtient une hausse des coûts, à 31 €/MW par heure de mise à disposition
  - augmentation des prix des combustibles (gaz et fioul, mais hors CO_2) : on obtient une hausse des coûts, à 31 €/MW par heure de mise à disposition
  - baisse à 500 MW de la prescription de RP[1] : on obtient une baisse des coûts, à 27 €/MW par heure de mise à disposition

[1] Les participants précisent à nouveau qu'il ne s'agit pas là d'une remise en cause du volume de prescription de RP (qui serait hors du cadre de la concertation et correspond à une prescription directe d'ENTSO-E), mais d'un simple test de validité du modèle.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- EDF souligne que les variations obtenues par les tests de sensibilité, qui se situent autour de 10%, tendent à conforter la robustesse du modèle.

- RTE indique que les différents tests ne lui semblent pas tout à fait de même nature : le choix du taux d'actualisation à prendre pour le calcul lui paraît être un élément particulier dans la mesure où il doit refléter l'appréciation du risque associé à la fourniture de RP et RS. Or, dans l'hypothèse où cette fourniture ferait comme aujourd'hui l'objet d'une compensation à un prix régulé, il semblerait cohérent d'utiliser un taux correspondant à la rémunération d'activités régulées, auquel cas 6% pourrait être une bonne référence. Les producteurs de l'UFE soulignent cependant d'une part qu'il ne paraît pas envisageable de considérer qu'une partie d'un actif de production serait rémunérée à 6% (pour la constitution de capacités de RP et RS) et une autre à 8% (pour la fourniture d'énergie sur le marché), et d'autre part que les taux d'actualisation réels pré taxe (convention adoptée dans l'étude pour le calcul des coûts complets des filières thermiques développées) de gestion régulée d'actifs physiques sont proches, pour certains tout du moins, de 8,5% (cas de la gestion de réseau de distribution gaz notamment).

- EDF indique que les autres tests de sensibilité envisagés n'ont pas été réalisés et propose de les abandonner, compte tenu du manque de temps et de l'objectif de la démarche, qui consiste essentiellement à éclairer la robustesse du modèle et non à anticiper les variations possibles de ce coût complet à moyen/long terme. En revanche, EDF propose de tester une variante correspondant à la fourniture de RP par l'hydraulique au fil de l'eau, qui serait modélisé de manière simplifiée comme un moyen déjà développé capable d'assumer une partie de la constitution de la RP sans perte de puissance active[2]. Ces propositions sont acceptées par les autres participants du GT.

- Tous les participants du GT confirment leur intérêt à disposer du modèle. EDF attire l'attention des membres du GT sur le fait que le modèle n'est pas un outil industriel et doit être manipulé avec précaution. L'adaptation des parcs, notamment, doit être réalisée manuellement par l'expert utilisateur du modèle. En conséquence de la demande du GT, EDF va valider les conditions de sa diffusion dans les semaines à venir aux membres du GT.

4. Présentation de RTE sur les axes 2 et 3 (quantification des événements à l'origine des sollicitations de RP et RS et identification d'un schéma d'allocation des coûts correspondant)

4.1 Quantification des événements à l'origine des sollicitations de RP et RS

- RTE présente les résultats de l'application de la méthodologie présentée lors de la séance précédente.
  RTE commence par rappeler la liste des événements conduisant à la sollicitation des RP, et présente une quantification de certains de ces événements à caractère aléatoire, sous certaines hypothèses qui sont précisées et discutées.

[2] Il est précisé que cette hypothèse est à considérer comme telle pour une étude de sensibilité mais ne reflète pas l'état exact du parc français, en particulier pour les éclusées dont la contribution à la RP se fait avec abattement de puissance active et désoptimisation.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

En particulier, il est précisé :
- que le profil de fréquence qui sert de base à l'analyse, qui concerne l'année 2010, est un profil typique. RTE fournira un historique de profils de fréquence aux autres participants du GT afin de préciser ce point.
- que l'analyse se fonde sur les perturbations de fréquence en dehors d'une bande de ± 20 mHz autour de 50 Hz. Les règles d'ENTSO-E RGCE pour l'Europe continentale conduisent en effet à considérer que le réglage de la fréquence a terminé son action lorsque la fréquence est rentrée à l'intérieur de cette bande de tolérance.
- que l'analyse repose sur la quantification du temps passé en dehors de cette bande de ± 20 mHz autour de 50 Hz ; chaque événement qui fait passer dans cette zone est considéré comme étant à l'origine d'un écart de fréquence de 10 minutes (ce qui correspond au temps d'action complet du réglage secondaire).

- L'analyse fait ressortir deux points concernant la sollicitation des RP :
  - Les écarts de fréquence ne dépassent que très exceptionnellement (lors d'événements comme le 4 novembre 2006) un seuil qu'on peut estimer à 140 mHz, ce qui correspond à une sollicitation d'environ 2/3 de la RP. Aussi, 1/3 de la RP peut être considéré comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événement exceptionnel.
  - Les 2/3 restants de la RP sont utilisés pour faire face à tous les écarts de fréquence constatés (qui sont au maximum de 140 mHz) pendant environ 570 heures (pour l'année 2010), en supposant que la France contribue à hauteur de 20% aux écarts de fréquence du système électrique d'Europe continentale. Cela correspond à la couverture des événements suivants :
    - Les événements aléatoires quantifiables, liés aux pertes de production et de réseau, qui représentent respectivement 5,4 et 0,8 % des sollicitations de RP. *Hors réunion : RTE précise que les pertes de groupes de production attribuables à des incidents sur le réseau d'évacuation des groupes s'élèvent en moyenne à 1,8 par an (sur la période 2008-2010) selon ses calculs.*
    - Les événements restants (aléatoires et déterministes) qui affectent brusquement l'équilibre P=C, à savoir des variations brusques de production ou de consommation qui ne peuvent être quantifiées explicitement et constituent le terme de bouclage de l'exercice. A partir de l'analyse d'une journée typique, RTE identifie comme cause des variations de fréquence de plus grande amplitude, les variations brutales de la production, à chaque heure ronde, afin d'adhérer au mieux aux blocs des mécanismes de marché, alors que les variations de charge sous-jacente se font, elles, de manière beaucoup plus continue.

- RTE présente également une analyse des événements conduisant à la sollicitation des RS. Il est observé que l'activation de la RS est liée à la reconstitution des RP utilisées ainsi qu'à des phénomènes de dynamique plus lente. Ces phénomènes, s'ils ne sont pas aisément identifiables, ne présentent cependant pas les mêmes difficultés d'analyse que ceux qui sont à l'origine des sollicitations de RP : d'une part, la RS est utilisée dans un cadre uniquement français (pour faire face aux déséquilibres qui ne peuvent pas être résolus par les ajustements) ; d'autre part, la RS est souvent utilisée entièrement (puis reconstituée par actions d'ajustement) : il n'y a donc pas de composante « assurantielle » similaire à celle identifiée pour la RP.

- Les points suivants sont soulevés en réaction à la présentation de RTE :
  - Les producteurs de l'UFE s'interrogent sur la pertinence du coefficient de 20% utilisé pour quantifier le poids de la France dans les déséquilibres du système électrique d'Europe continentale. RTE précise que le chiffre de 20% correspond à la règle de répartition des RP en Europe. Il est donc normatif et ne mesure en effet pas la

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

contribution exacte de la France à la sollicitation des RP : pour connaître cette contribution, il faudrait pouvoir identifier tous les évènements considérés dans toute l'Europe continentale, ce qui n'est pas possible dans les délais et avec les moyens impartis à cette étude.

- Les producteurs de l'UFE font part des limites de l'exercice où le résultat des évènements « restants » les plus conséquents, constituent le terme de bouclage du calcul.
- GDF Suez fait remarquer que du fait de la composition du parc français, dont la production est comparativement beaucoup moins volatile que celle de ses voisins européens, les excursions hors fréquence dues aux variations rapides de la production pour coller aux blocs marché ne peuvent être attribuées à la zone France par un prorata brut de la capacité installée. RTE précise que cela ne lui semble pas être le cas, dans la mesure où le parc français comporte une grande part de puissance hydraulique commandable, qui peut être à l'origine de variations importantes de fréquence aux heures rondes. Il n'est donc pas évident qu'une prise en compte fine de ce paramètre conduise à identifier une part plus faible de la France dans les variations de fréquence déterministes.
- GDF Suez pose la question de savoir si les variations déterministes de fréquence dues au suivi des blocs des mécanismes de marché ne sont pas dues à des variations brutales de charges programmables aussi bien qu'aux variations brutales de production identifiées par RTE. RTE répond que la charge est par nature continue du fait du poids prépondérant du secteur résidentiel et du petit tertiaire, secteurs qui se caractérisent par un effet de foisonnement ; de plus, si des variations brusques de charges aux heures rondes existent, elles devraient avoir tendance à l'inverse à lisser les variations de fréquence déterministes observées (elles réduiraient en effet l'écart entre variations brutales discontinues de production et continuité de la charge).
- EDF demande pourquoi le raisonnement de RTE est effectué uniquement en temps passé en-dehors de la bande de fréquence de ± 20 mHz autour de 50 Hz, sans tenir compte de la profondeur de l'écart. RTE répond qu'une telle approche devrait conduire à des résultats similaires.
- La CNR observe que les occurrences d'écarts de longue durée (même s'ils sont de faible profondeur) ont été plus importantes ces dernières années et fait remarquer que ces écarts sont pénalisants pour la gestion de ses moyens de production et ont un impact financier au pas 1/2h. RTE répond que l'existence de tels écarts est indéniable, mais qu'il ne dispose pas d'éléments permettant de conclure sur une tendance à la dégradation.
- La CNR souligne que cette analyse ne permet pas de mettre en évidence les évènements où la différence de performance entre pays peut amener les RP et RS françaises à être sollicitées à cause d'un déséquilibre permanent dû à un autre pays. RTE souligne que, si de tels cas ne sont pas à exclure ponctuellement, la qualité du réglage des différents GRT fait l'objet d'un suivi par ENTSO-E et qu'aucune défaillance n'a été mise en évidence.

4.2 Identification d'un schéma correspondant d'allocation des coûts de RP et RS

- RTE présente un schéma d'allocation des coûts de constitution des capacités de RP et RS suivant l'analyse précédente :
  - Affectation des coûts de constitution de la RP :
    - Etant donné que 1/3 de la RP est constituée pour faire face à des événements exceptionnels, cette part peut être considérée comme une assurance qui bénéficie à tous les utilisateurs du système électrique (qu'ils soient ou non eux-mêmes à l'origine de déséquilibres) en cas d'événement exceptionnel. Aussi, ces coûts pourraient être mutualisés dans le tarif de réseau.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- La RP sert également à faire face à des événements d'origine « réseau » (0,8% des sollicitations); en toute rigueur ils pourraient aussi être pris en charge par le tarif de réseau.
- Le reste de la constitution de la RP permet de faire face à des déséquilibres instantanés sur les périmètres de RE et ces coûts pourraient être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection (en dehors des pertes de production, mais cette composante ne correspond qu'à une faible part du total des déséquilibres sur les périmètres de RE).

- Affectation des coûts de constitution de la RS :
  - Le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante assurantielle utilisée exceptionnellement, contrairement à celui de la RP.
  - La RS sert de terme de bouclage à la réalisation de l'équilibre offre-demande français et permet ainsi de faire face à des déséquilibres sur les périmètres de RE français. Ainsi la totalité de ses coûts de constitution pourrait être pris en charge par les RE qui ont des périmètres physiques. L'analyse ne permet pas de distinguer les évènements dont l'origine est liée au soutirage et à l'injection.

- RTE précise que l'absence de possibilité d'identification précise des acteurs qui sont à l'origine des écarts implique de considérer que 2/3 de la RP et la totalité de la RS sont constitués pour faire face aux écarts imputables à la communauté des RE physiques. La répartition de ces coûts de constitution pourrait alors se faire par exemple au prorata des injections et soutirages physiques de chaque RE par rapport à la totalité des injections et soutirages physiques de tous les RE.

- Les points suivants sont soulevés en réaction à la présentation de RTE :
  - Les producteurs de l'UFE estiment que la notion de RE est actuellement fondée sur un pas de temps de 30 minutes (celui qui sert de base au règlement des écarts) et liée à la mise en œuvre des ajustements ; la notion de RE est en outre liée à l'énergie mise en œuvre sur un pas de temps de règlement des écarts pour compenser les déséquilibres, et non à la puissance de réserve permettant de compenser instantanément ces déséquilibres. RTE répond que de nombreux ajustements très rapides (moins de 15 minutes) sont activés pour faire face aux déséquilibres des RE, et que les charges de constitution des réserves minimales garanties permettant de mettre en œuvre ces ajustements (soit 1000 MW de Réserves Rapides) sont bien répercutées financièrement aux RE physiques (coefficient c sur les soutirages) au travers du compte Ajustements/Ecarts. Il n'y a donc pas d'obstacle, selon RTE, pour étendre ce mode de financement aux réserves automatiques.
  - Les producteurs de l'UFE soulignent que la facturation des charges de constitution des 2/3 de la RP et de la RS aux RE ne serait pas porteuse d'incitations pour le RE à mieux s'équilibrer, car il ne dispose pas des moyens lui permettant de le faire. Ils soulignent qu'un RE vertueux et respectant strictement son équilibre en énergie tel que cela lui est demandé aujourd'hui se verrait toutefois attribuer une charge supplémentaire. A ce titre, les producteurs de l'UFE souhaitent que soit distingué le traitement financier du coût en énergie de l'activation des réglages de celui, en capacité, de leur constitution. RTE convient que les leviers des RE pour mieux s'équilibrer sur des échelles de temps très courtes sont inexistants dans le cadre des règles actuelles, mais souligne qu'une socialisation de ces charges dans le TURPE ne véhicule pas une meilleure incitation. Pour RTE, il s'agit d'identifier que 2/3 des RP et la totalité des RS constituent un service d'équilibrage pour la communauté des RE physiques (aussi bien pour leurs injections que pour leurs soutirages), au même titre que le mécanisme d'ajustement et d'identifier le vecteur le plus vertueux pour le leur répercuter financièrement, au lieu d'une socialisation sur tous les soutirages physiques français à travers le TURPE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Les producteurs de l'UFE considèrent que la principale cause de déséquilibre sur les pas horaires est manifestement liée aux règles de marché et aux règles de programmation concertées par RTE et approuvées par la CRE, et non aux acteurs eux-mêmes. Ils considèrent à ce titre que la socialisation sur tous les soutirages physiques français à travers le TURPE devrait demeurer la règle en l'attente de la mise en œuvre de règles de marché plus performantes. Selon RTE, le fait que les déséquilibres constatés découlent de l'utilisation des règles de marché par les RE physiques renforce au contraire l'idée de répercuter aux RE physiques les coûts du service d'équilibrage que constituent les 2/3 des RP et la RS.
- Dans le cas d'une répercussion des coûts sur les RE, les producteurs de l'UFE évoquent que la clé de répartition puisse reposer sur des écarts mesurables sur des périmètres, plus que sur une règle normative sur les injections et soutirages physiques rattachés au périmètre de chaque RE. RTE considère que cela n'est pas forcément nécessaire (cf. financement des Réserves Rapides et Complémentaires), mais que la notion d'écart pourrait servir de base pour répercuter les coûts des activations en énergie des services de réglage.
- Les producteurs de l'UFE posent la question de la répercussion de ces charges par les RE physiques à leurs propres clients, s'ils devaient les supporter. RTE estime que dans le cas de RE fournissant une prestation d'équilibrage à des acteurs tiers, le contrat de RE devrait servir de véhicule pour ce faire. Les producteurs de l'UFE notent que cela pourrait poser des problèmes financiers spécifiques : ils évoquent la difficulté probable pour les RE de répercussion de cette nouvelle charge sur les fournisseurs rattachés à leur périmètre et in fine sur les consommateurs finals.
- GDF Suez souhaite confirmer que dans l'hypothèse d'un paiement par les RE physiques des charges de constitution des 2/3 de la RP et de la RS, ces charges disparaîtraient du TURPE. RTE confirme que ce serait bien le cas : un double recouvrement de ces charges n'aurait pas de sens. En revanche, il faut noter que le schéma d'allocation des coûts envisagé aboutirait à conserver dans le TURPE 1/3 des charges de constitution de la RP, ainsi que la totalité des charges de constitution des services système de réglage de la tension dont il n'a absolument pas été question dans le cadre de la concertation.

4.3 Suites de ces travaux

- ERDF indique partager pleinement les conclusions des analyses de RTE.

- Les producteurs de l'UFE demandent si RTE attend une réaction écrite à ses analyses.
  RTE répond que toute contribution est la bienvenue dans l'optique de préparer le rapport final du GT, et proposera tout particulièrement à Air Liquide, absent de la séance, de réagir.

5. Prochaines réunions

- La prochaine réunion du GT se tiendra le lundi 21 novembre de 14h à 17h à la Tour Initiale.

- RTE y proposera une première version de plan pour le rapport final du groupe de travail, qui devra constituer un état des lieux factuel des travaux du GT, aboutissant à des préconisations communes là où il y aura consensus et à un relevé des arguments de chacun en l'absence de consensus. Il est proposé de viser une finalisation du rapport à la CAR de janvier, pour une remise à la CRE fin janvier.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 21 novembre 2011

Relevé de conclusions

Version finale validée en séance le 7 décembre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 21 novembre 2011

1. Participants

EDF : Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philipe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

CNR : Jean-Marie COMPAS, Christophe MONTBROUSSOUS

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT, Marc SCHICKS

RTE : Pascal BERTOLINI, Emanuele COLOMBO, Jean-Victor ECK, Frédéric EVE

UFE : Hélène ROBERT

2. Approbation du relevé de conclusions de la séance précédente

Le relevé de conclusions de la réunion précédente est approuvé en séance, sur la base du projet de RTE et des remarques formulées par la CNR, EDF et GDF Suez.

3. Présentation des producteurs de l'UFE sur l'axe 4 (modélisation des coûts de constitution des capacités de RP et RS)

- EDF, au nom des producteurs de l'UFE, présente une dernière étude de sensibilité du modèle dont les principes et les résultats ont été présentés et discutés lors des séances précédentes du GT.

- Il s'agit d'une variante où des installations hydrauliques au fil de l'eau contribuent à l'offre de réserve primaire pour une puissance totale installée de 4 GW. De façon normative on suppose qu'elles contribuent à la fourniture de SSY à hauteur de 1,5% de leur puissance installée, sans perte de puissance active. Les coûts d'investissement et d'exploitation associés aux moyens hydrauliques de fil contribuant aux SSY ne sont pas pris en compte.

- Cette variante se traduit par une légère baisse du coût complet de fourniture des SSY, à environ 28 €/MW par heure de mise à disposition.

- RTE demande pourquoi la puissance hydraulique au fil de l'eau prise en compte est uniquement de 4 GW, alors que la puissance totale d'hydraulique hors lac est de 7,6 GW au fil de l'eau et 4,3 GW d'éclusées (cf. Bilan Prévisionnel 2009). CNR indique qu'au contraire, une puissance de 4 GW lui parait représenter une valeur plutôt élevée. EDF répond que les puissances en éclusée ne doivent pas être prises en compte car elles ne satisfont pas les hypothèses qui ont été prises pour cette variante (fourniture de RP sans perte de puissance), et que seule la puissance installée au fil de l'eau apte à faire du réglage primaire doit être considérée. Cela représente 4 GW.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 21 novembre 2011

4. Compléments sur la présentation de RTE sur les axes 2 et 3 (quantification des événements à l'origine des sollicitations de RP et RS et identification d'un schéma d'allocation des coûts correspondant)

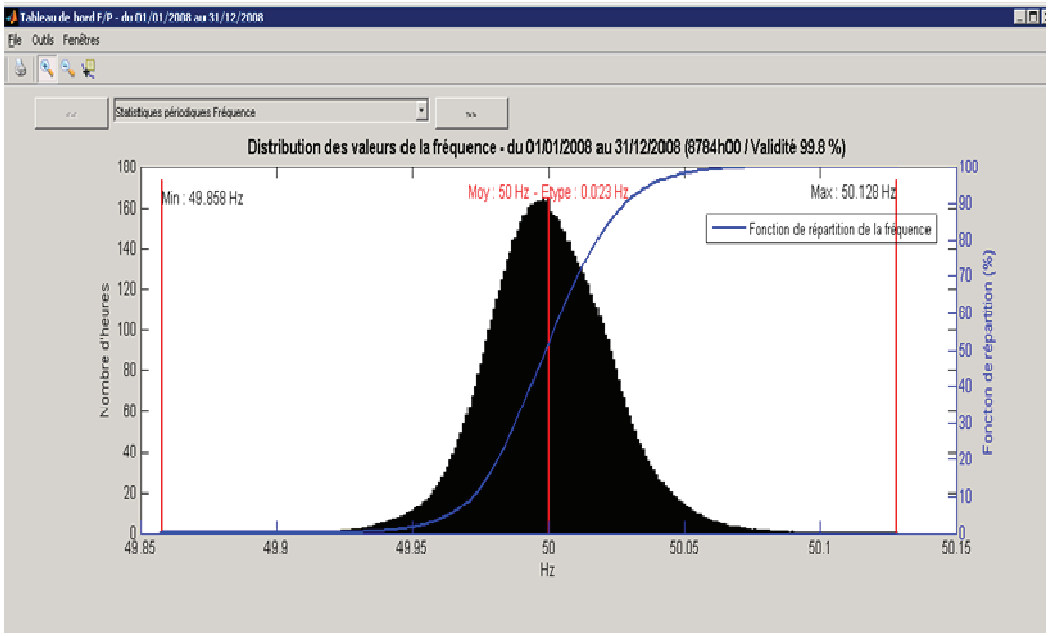
- Il avait été convenu lors d'une des séances précédentes du GT qu'ERDF et RTE mèneraient une étude afin de préciser le rôle des reprises tarifaires, afin d'examiner si leur dynamique est suffisamment rapide ou non pour être à l'origine de chocs significatifs sur la fréquence et d'une sollicitation de la RP.
  ERDF et RTE ont donc analysé le profil de la fréquence aux heures de reprises tarifaires, à partir de données en points 10s sur un mois (janvier 2011), ce qui paraît être la seule manière de mettre en évidence le phénomène compte tenu des données disponibles. L'analyse met en évidence :
    - un profil de la fréquence très chahuté aux heures rondes où des reprises tarifaires ont lieu ; cependant, on ne peut en déduire qu'il s'agit là de l'impact des reprises tarifaires, étant donné que le profil de fréquence est très perturbé à ces heures par d'autres phénomènes
    - une absence d'impact sur la fréquence aux points de reprises tarifaires isolés (où seules les reprises tarifaires peuvent *a priori* avoir un impact sur la fréquence, par ex. 01h07). Cependant ces reprises sont moins importantes en puissance que les précédentes, et leur absence d'impact ne permet donc pas non plus de conclure que les reprises en général n'ont aucun effet sur la fréquence.

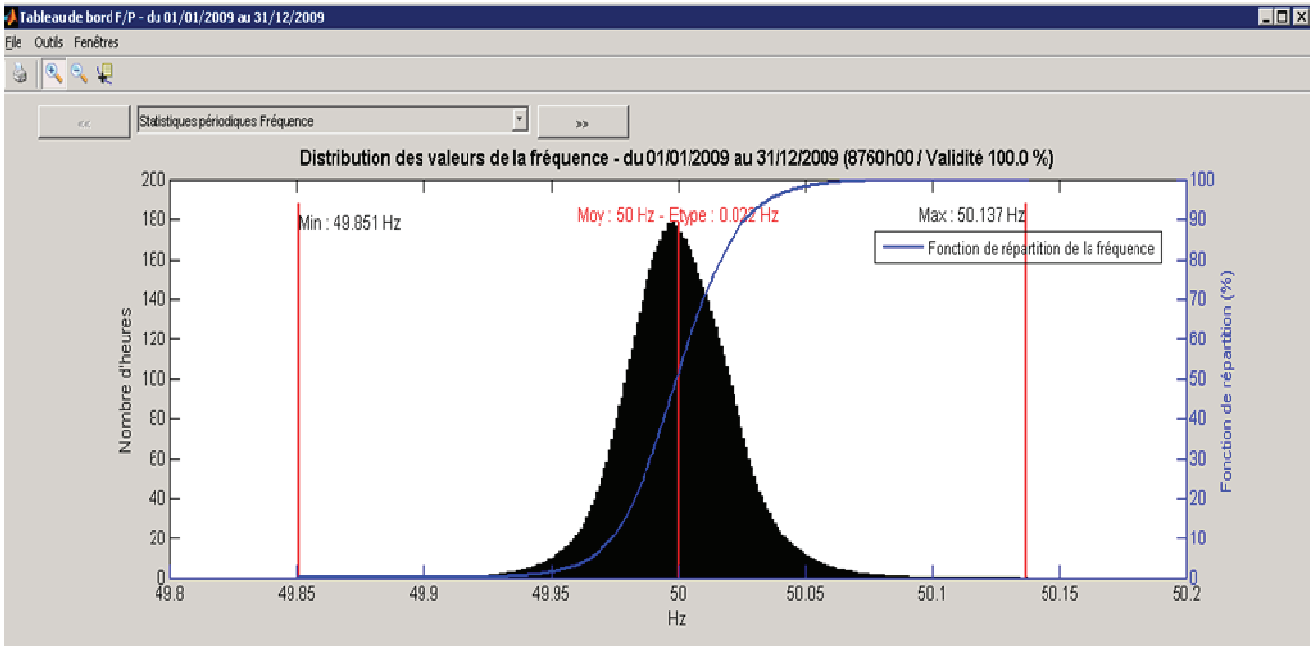
  Ainsi, cette analyse ne permet pas de dire avec certitude si les reprises tarifaires entrent dans la catégorie des impacts sur la fréquence conduisant à une sollicitation de RP. En revanche, les reprises tarifaires entrent nécessairement dans la catégorie des impacts sur la RS, en tant que composante du terme de bouclage de l'équilibre offre-demande que la RS contribue à résorber. GDF Suez demande comment il est possible que la RP ne soit pas sollicitée si la RS l'est ; RTE précise que cela est lié à la dynamique des phénomènes : un déséquilibre ayant une dynamique compatible avec le délai d'activation de la RS (par exemple dérive de consommation étalée sur 15 minutes) sollicite bien sûr la RP, mais celle-ci est reconstituée progressivement par la RS, si bien que l'impact sur la fréquence et la puissance de RP sollicitée peuvent être négligeables. *In fine*, cette analyse ne permet pas de conclure sur l'impact ou sur l'absence d'impact des reprises tarifaires sur les sollicitations de RP et RS. Dans l'étude réalisée par RTE, il n'est donc pas possible de dissocier les variations brusques de production pour adhérer aux blocs horaires des variations brusques de consommation pour adhérer aux signaux tarifaires. Cela ne modifie cependant pas les conclusions présentées par RTE lors de la séance précédente du GT, ces évènements font partie des autres déséquilibres qui ne peuvent pas être quantifiés directement.

- Par ailleurs, les compléments d'analyse suivants sont apportés :
    - La CNR fait remarquer que le seuil de 140 mHz utilisé dans l'analyse présentée par RTE sur la RP lors de la séance précédente du GT n'est atteint qu'exceptionnellement. RTE explique que ce seuil correspond à la valeur extrême des écarts de fréquence (niveau jamais dépassé en 4 ans hors 2006) en dehors des évènements de grande ampleur affectant de façon indifférenciée tous les utilisateurs du réseau (évènements qui ne produisent qu'une fois en quelques années). . C'est pourquoi le seuil de 140 mHz est utilisé pour séparer une part considérée par RTE comme assurantielle de la RP du reste, utilisé pour faire face à des déséquilibres qui trouvent leur origine, selon RTE, dans les périmètres des RE.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- Comme cela avait été convenu lors de la séance précédente, RTE confirme que le profil de fréquence de l'année 2010, utilisé comme base d'analyse notamment sur la détermination du seuil de 140 mHz, est typique, ce que montrent bien les profils des années 2008 et 2009 ci-dessous :





5. Calendrier pour la suite et prochaines réunions

- La fin des travaux du GT consistera essentiellement à préparer le rapport final qui sera soumis à la validation de la CAR le 06/01.
- RTE propose une structure linéaire pour ce rapport, permettant de restituer l'état des discussions et des arguments pour chacun des 4 axes de travail du GT. RTE propose que ce rapport soit d'une quinzaine de pages, avec en annexes tous les éléments présentés en GT et tous les comptes-rendus validés. RTE propose également de travailler à une première proposition pour la prochaine réunion du 7 décembre, de laisser à tous les participants une phase d'envoi de leurs commentaires et de finaliser fin décembre une proposition pour la CAR du 6 janvier. Ce mode de travail est accepté par les autres participants.

- La prochaine réunion du GT se tiendra le mercredi 7 décembre de 14h à 17h à la Tour Initiale. Les producteurs de l'UFE y présenteront une position, et RTE proposera un premier projet de rapport.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

Groupe de Travail
de la Commission Accès au Réseau

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en perspective de TURPE 4

Réunion du 7 décembre 2011

Relevé de conclusions

Version définitive validée en séance le 20 décembre 2011

.

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

GT « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Travaux sur les Réserves primaires et secondaires de fréquence en préparation de TURPE 4

Réunion du 7 décembre 2011

1. Participants

EDF : Guillaume GIROUX, Anne VIDEAU

E.ON France : Sandrine FERRAND, Philipe GOUILLART

ERDF : Yves ZONTA

CNR : Jean-Marie COMPAS, Christophe MONTBROUSSOUS

GDF-SUEZ : Serge CASSIN, Maxime JAUBERT

RTE : Emanuele COLOMBO, Jean-Victor ECK

UFE : Hélène ROBERT

VATTENFALL : Thierry BONGRAND

2. Approbation du relevé de conclusions de la séance précédente

Le relevé de conclusions de la réunion précédente est approuvé en séance, sur la base du projet de RTE et des remarques formulées par la CNR et EDF.

3. Présentation d'EDF sur le modèle utilisé pour les analyses sur l'axe 4 (modélisation des coûts de constitution des capacités de RP et RS)

- EDF signale qu'un contrat de licence léger devra être passé avec chacun des participants du GT intéressé à disposer du modèle, de manière à en expliciter les conditions d'utilisation.

- EDF présente le modèle qu'il a développé dans le cadre de l'axe 4. Il s'agit d'une maquette Excel fonctionnant avec une macro Visual Basic, qui comprend les données d'entrée, ainsi que les calculs et résultats. Un ajustement manuel est nécessaire pour l'utiliser : il s'agit d'ajuster par itérations d'une part les puissances installées du parc dédié à la demande seule et d'autre part les puissances installées du parc « complet » (dédié à servir la demande ainsi que les RP et RS) jusqu'à faire converger les marges sur coûts variables des filières utilisées vers leurs coûts d'anticipation.

4. Présentation par les producteurs de l'UFE de leur position sur les questions abordées dans le cadre du GT

- Les producteurs membres de l'UFE ont résumé dans un document rédigé en leur nom leurs positions sur l'ensemble des questions abordées par le GT. Les producteurs membres de l'UFE souhaitent que ce document soit annexé au rapport final du GT. Les autres participants en sont d'accord, à condition que chacun des

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

membres du GT ait l'opportunité, de la même façon, d'annexer au rapport final un résumé cohérent n son nom propre des arguments qu'il a apportés dans le cadre du GT.

- RTE signale qu'il ne partage pas la rédaction des producteurs de l'UFE en ce qui concerne les résultats obtenus sur l'axe 4 : « L*es parties prenantes à la concertation dans le cadre du CURTE ont ainsi partagé le constat d'un écart significatif entre la rémunération actuelle et le coût réel supporté par les producteurs fournissant ce service de réglage.* » RTE considère que cette rédaction ne reflète pas les conclusions du GT. En effet, les discussions en GT sur le modèle utilisé par les producteurs de l'UFE ont permis de partager la méthodologie, les hypothèses et de définir le domaine de validité du modèle. Les résultats des travaux sur l'axe 4 sont donc bien les résultats d'un modèle, avec ses hypothèses et son domaine de validité, et le GT n'a pas conclu qu'il s'agissait là des coûts réels supportés par les producteurs. Les producteurs membres de l'UFE sont d'accord pour modifier la rédaction de manière à exprimer que cette phrase reflète leur position et non les conclusions du GT.

5. Plan de travail pour la conclusion des travaux du GT

- **Contribution de l'UNIDEN**

L'UNIDEN, qui n'a pu assister à plusieurs réunions pour des raisons de disponibilité, a fait part à RTE avant la réunion de sa volonté d'exprimer sa position et d'être associée au projet de rapport.

- **Travaux européens sur l'équilibrage :**

✓ Le rapport ENTSO-E/Eurelectric sur les causes des variations de fréquence déterministes, qui constitue un élément très pertinent dans le cadre des analyses de l'axe 2 de travail du GT, devrait paraître début 2012. Il est donc possible d'y faire référence dans le rapport, mais sa parution interviendra probablement après la remise du rapport final du GT à la CRE.

✓ Deux codes traiteront de l'équilibrage : un code « Load-Frequency Control » qui aura vocation à définir les spécifications techniques communes aux différentes zones synchrones européennes en matière de réglage de fréquence et d'équilibrage, et un code « Balancing » qui se centrera sur les modalités d'échanges de réserves et d'énergie d'ajustement entre pays et zones de réglage. Des informations sont disponibles sur le site de l'ACER.

- **Proposition de calendrier pour la finalisation du rapport:**
  - ✓ Envoi de la proposition de rédaction de RTE le 7/12
  - ✓ Travail des contributeurs pour refléter leurs arguments d'ici le 20/12 ; RTE rassemblera les annexes
  - ✓ Discussion le 20/12 en téléconférence de 10h à 12h
  - ✓ RTE finalise d'ici le 30/12 et renvoie une version (avec suivi des modifications)
  - ✓ Finalisation définitive dans les quelques jours qui précèderont la CAR
  - ✓ Présentation et validation en CAR du 6/1
  - ✓ Transmission à la CRE

Le rapport doit permettre de transcrire tous les arguments des uns et des autres de façon équilibrée. Pour cela, il est proposé que sur chaque axe de travail, chaque contributeur puisse synthétiser sa contribution, que les autres participants expriment leurs remarques et que le contributeur y réagisse si nécessaire.

La synthèse devra permettre de faire émerger les points qui font consensus et les éléments de débat.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Réseau de transport d'électricité

ANNEXE 3

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Union Française de l'Électricité

REMUNERATION DES SERVICES SYSTEME
POSITION DES PRODUCTEURS DE L'UFE

SYNTHESE :

Plusieurs principes directeurs doivent guider la définition du modèle spécifique du réglage de la fréquence (RP et RS):

- Une rémunération juste qui couvre les coûts du service de réglage de la fréquence
- Un périmètre cohérent
- La mise en place d'un dispositif efficace et incitatif

Grâce à une analyse économique de long terme, basée sur les coûts de développement, il a été constaté un écart significatif entre la rémunération actuelle du service de réglage de la fréquence et le coût réel supporté par les producteurs : le coût complet annuel du réglage de la fréquence est estimé à 302 M€ ; rapporté à la puissance de réserve fournie, ce coût est de 28,7 €/(h.MW), à comparer à la rémunération actuelle de 16,96 €/(h.MW).

Les questions du mécanisme d'attribution des réserves et des modalités de financement doivent être traitées de manière indépendante.

Le TURPE constitue le cadre de financement naturel et optimal des services de réglage, pour trois raisons principales :

1. Le réglage de la fréquence bénéficie au système électrique dans son ensemble. La fréquence est un « bien public », dont les coûts doivent être couverts par le tarif.
2. Le maintien du financement des services système dans le TURPE est de nature à favoriser l'optimisation du volume de réglage secondaire par le gestionnaire de réseau.
3. Le TURPE reste aujourd'hui le meilleur vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final.

Concernant les propositions alternatives de financement :

1. Les producteurs de l'UFE qui fournissent actuellement des services système sont défavorables à ce que la rémunération du service de réglage de la fréquence soit financée, même en partie, par une augmentation de la contribution des producteurs au sein du TURPE.
2. Les producteurs de l'UFE considèrent que la proposition de RTE de répartir même partiellement le financement sur les responsables d'équilibre physiques n'est ni adéquate ni pertinente.

Concernant le mécanisme de constitution des réserves, les producteurs constatent que le mécanisme actuel de prescription n'est pas optimisé économiquement. A l'inverse, un mécanisme d'appel d'offres permettrait d'atteindre l'optimum économique, à la fois en termes d'efficacité allocative et en termes de minimisation de l'enveloppe budgétaire globale. Les producteurs s'accordent sur le

Nota : Cette note de position porte sur le réglage de la fréquence uniquement.

design et les caractéristiques que devrait avoir un mécanisme d'appel d'offres pour être réellement efficace. Certaines dispositions pourraient également encadrer ce mécanisme afin de garantir que le coût du réglage de la fréquence reste sous contrôle.

LES PRINCIPES DEVANT GUIDER LA DEFINITION DU MODELE

Les producteurs de l'UFE considèrent en premier lieu que plusieurs principes directeurs doivent guider la définition du modèle spécifique du réglage de la fréquence :

- **Une rémunération juste qui couvre les coûts du service de réglage de la fréquence**

Il paraît légitime que le service soit **rémunéré à hauteur du coût réellement occasionné** pour le fournir. Or, depuis sa fixation en 2001, le tarif de rémunération du réglage de la fréquence a évolué de façon totalement différente des coûts réels supportés par les producteurs. A titre d'illustration, les enveloppes définies dans le Turpe pour le réglage de la fréquence sont restées quasi-stables, à hauteur de 180 M€ /an.

La couverture des coûts de ce service est d'autant plus importante que les groupes qui ont l'obligation de fournir les services système sont, pour une part importante, des groupes thermiques, dont l'économie est aujourd'hui dégradée, avec donc un risque de disparition de ces moyens pourtant indispensables au système électrique. Ceci constitue également un enjeu pour les nouveaux investissements dans ces moyens de production, qui nécessitent un signal prix de long terme significatif. Une rémunération des services système à hauteur du coût de leur fourniture contribuerait à l'amélioration de cette situation.

- **Un périmètre cohérent**

Il semble pertinent d'**envisager une forme de corrélation entre, d'une part les bénéficiaires du service de réglage,** aujourd'hui assuré par les producteurs, **et d'autre part les sources de financement de ce service**.

- **La mise en place d'un dispositif efficace et incitatif**

Le dispositif doit répondre pleinement aux exigences d'efficacité des choix du gestionnaire de réseau prévus à l'article L341-2 du Code de l'Energie qui dispose que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace*. »

Les producteurs de l'UFE s'accordent sur la **nécessité que le dispositif soit certes efficient mais aussi incitatif**, à la fois :

- pour le gestionnaire de réseau, qui doit être incité à optimiser le volume de réserve au plus juste des besoins réels du système et à les répartir au mieux entre les producteurs
- et pour les producteurs qui doivent être incités à offrir au meilleur prix leurs capacités de réglage disponibles.

Ceci permettra, à terme, de **minimiser le coût de fourniture du service** de réglage de la fréquence tout en garantissant le volume nécessaire au gestionnaire de réseau.

Nota : Cette note de position porte sur le réglage de la fréquence uniquement.

Union Française de l'Électricité

EVALUATION DES COUTS DE FOURNITURE DU SERVICE DE REGLAGE DE LA FREQUENCE

Depuis 2007, les producteurs ont initié plusieurs réflexions avec RTE dans l'optique d'évaluer le coût de mise en œuvre des services de réglage de la fréquence, afin d'estimer le juste niveau de rémunération pour la fourniture de ces services. Les travaux avaient alors consisté à explorer trois méthodes de valorisation de l'enveloppe nécessaire à la rémunération du réglage de la fréquence :

- Coût de développement (coût de la capacité installée supplémentaire nécessaire pour garantir la fourniture des services système)
- Coûts d'exploitation (désoptimisation de l'exploitation d'un parc de production pour fournir les services système)
- Prix de marché (comparaison entre les revenus de la vente de l'énergie sur le marché et les revenus du tarif services système pour la capacité de réserve mis à disposition à RTE).

Aucune de ces réflexions n'avait jusqu'alors fait consensus parmi les parties prenantes.

Une nouvelle méthode d'évaluation a été proposée en 2011 par les producteurs membres du GT SSY de l'UFE.
Cette méthode s'appuie sur une analyse économique de long terme basée sur les coûts de développement et met en œuvre de façon simplifiée la méthodologie de construction d'un parc adapté. Elle utilise uniquement des données publiques et est indépendante des variations de prix du marché de l'électricité.
Le principe de cette méthodologie, le corps d'hypothèses, les limites et analyses de sensibilité ont été partagés et discutés au sein du CURTE, dont les membres ont validé le principe de l'utiliser comme référence pour l'évaluation du coût complet des services de réglage de la fréquence.

Dans cette étude, le coût complet annuel du réglage de la fréquence est estimé à 302 M€[1], avec une fourchette allant de 262 à 324 M€ selon les variantes étudiées.
Rapporté à la capacité de réserve mise à disposition, ce coût est de 28,7 €/(h.MW) (fourchette de 25 à 30,8 €/(h.MW) selon les variantes), à comparer à la rémunération actuelle de 16,96 €/(h.MW).

Les parties prenantes à la concertation dans le cadre du CURTE ont ainsi partagé le constat d'un écart significatif entre la rémunération actuelle et le coût résultant de cette étude. Le coût résultant de cette étude semble, pour les producteurs, représentatif du coût complet réel qu'ils supportent pour la fourniture du service de réglage de la fréquence.

Les parties prenantes à la concertation dans le cadre du CURTE identifient deux questionnements :

- Faut-il modifier les modalités de financement du service de réglage de la fréquence (actuellement : via le TURPE) ? Si oui, quelles évolutions ?
- Faut-il faire évoluer le mécanisme de constitution des réserves (actuellement : règle de prescription) ? Si oui, vers un outil vertueux, lequel ?

Pour les producteurs, les questions du mécanisme d'attribution des réserves et des modalités de financement doivent être traitées de manière indépendante.

[1] A titre de rappel, l'enveloppe actuelle prévue dans le TURPE pour le réglage de la fréquence s'élève à 180 M€/an.

FINANCEMENT

- **Pour les producteurs de l'UFE, le TURPE constitue le cadre de financement naturel et optimal des services de réglage.**

Historiquement, les coûts de mise en œuvre des services de réglage sont couverts à travers le TURPE. En effet, il était précisé à l'article 2 du décret 2001-365 du 26 avril 2001, pris en application de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 :

> *« Les tarifs d'utilisation des réseaux publics sont calculés à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, […].*
> ***Ces coûts comprennent en particulier :***
> *1°- Les coûts de gestion et d'exploitation des réseaux publics, y compris ceux liés à la constitution de réserves d'exploitation ainsi qu'à* ***la mise en œuvre des services de réglage*** *et d'équilibrage ; […] ».*

L'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 a abrogé cet article 4 de la loi du 10 février 2000 et a de ce fait ouvert au-delà du TURPE les modalités de couverture de ces coûts.

Néanmoins, les producteurs considèrent que le TURPE reste l'outil privilégié, pour trois raisons principales :

1. **Le réglage de la fréquence bénéficie au système électrique dans son ensemble. La fréquence est un « bien public »,** en ce qu'elle en a les caractéristiques communes : non rivalité (le fait qu'un acteur du système électrique bénéficie d'une fréquence à 50 Hz ne diminue pas la possibilité pour les autres acteurs d'en bénéficier aussi) et non-exclusivité (la fréquence étant la même partout, tous les acteurs en bénéficient).
   Les règles de prescription sont définies au niveau européen et sont indépendantes de la qualité du suivi offre-demande des acteurs pris individuellement, mais dépendent des risques inhérents au système. La qualité exigée sert à garantir la stabilité du réseau, responsabilité incombant au gestionnaire de réseau.
   Les consommateurs finaux sont bien les destinataires du réglage de la fréquence. On peut noter sur ce point que les caractéristiques constructives de groupes de production imposent à ceux-ci de pouvoir fonctionner de manière continue à l'intérieur d'une plage de fréquence comprise entre 49.5 et 50.5 Hz (voir 49 à 51 Hz selon les propositions de nouvelles règles), alors qu'en Europe, hors évènements exceptionnels, la fréquence se situe entre 49,86 Hz et 50,14 Hz. L'amplitude relativement faible des variations de fréquence observée actuellement en Europe bénéficie en premier lieu aux consommateurs.
   Par ailleurs, la considération de « bien public » de la fréquence est indépendante du mécanisme choisi pour attribuer le service de réglage aux différents producteurs, qu'il s'agisse d'une prescription comme c'est le cas aujourd'hui, ou d'un mécanisme de marché.
   Les producteurs qui fournissent actuellement des services système considèrent qu'il est d'ailleurs intéressant de noter que, dans la plupart des pays européens, indépendamment du mécanisme choisi :
   - les coûts des services système sont couverts par le tarif[2],

2"ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe - Synthesis 2010", mai 2011
Non inclus dans le tarif : Bosnie, Portugal et Espagne
Autre tarif spécifique pour les services système : Autriche, Belgique, G-B, Grèce, Hongrie, Pays-Bas, Irlande du Nord, Roumanie, Slovaquie, Slovénie, Suisse

- le tarif est lui-même financé de manière largement majoritaire par les consommateurs. Dans la plupart des pays, il correspond même à 100% de l'enveloppe[3].

Ainsi, un mécanisme de marché n'exclut pas, a priori, la couverture des coûts par un tarif.

2. **Le TURPE présente des caractéristiques de régulation incitative, de nature à optimiser le besoin de services système et donc leur fourniture**. En effet, l'un des principes du TURPE est d'inciter les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût.
   Les producteurs de l'UFE considèrent qu'il existe des leviers d'amélioration de la maîtrise des coûts, en particulier à travers une optimisation du volume de réglage secondaire requis par le gestionnaire du réseau de transport.
   Dans un contexte où le besoin croissant de réglage est supporté par un nombre plus réduit de groupes de production (du fait de l'augmentation de la production décentralisée), le réseau électrique doit être incité à optimiser la sollicitation des réserves. Si le volume de réserve primaire est directement déterminé par les règles de calcul de l'ENTSOE, le volume de réserve secondaire prescrit par RTE sur la zone France est supérieur au volume calculé à partir de la formule recommandée par l'ENTSOE lors des périodes de fort gradient de demande. Les producteurs de l'UFE pensent que, dans la perspective d'une future diminution des problèmes de tenue de fréquence aux heures rondes, RTE pourrait revoir à la baisse la formule de calcul de la prescription France de réserve secondaire, pour s'en tenir strictement aux préconisations de l'ENTSOE.
   Le maintien du financement des services système dans le TURPE serait donc de nature à favoriser l'optimisation du volume de réglage secondaire par le gestionnaire de réseau, à travers par exemple le mécanisme de régulation incitative instaurée dans le TURPE III.

3. **La répercussion des coûts auprès du consommateur final est un élément essentiel** du marché de l'électricité. Les producteurs de l'UFE considèrent que **le TURPE reste aujourd'hui le meilleur vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final**. Notons qu'il est indispensable de **s'assurer que toute évolution du TURPE se traduit par une évolution équivalente des prix de fourniture de l'électricité**, en particulier des Tarifs Régulés de Vente (TRV).

Une proposition d'évolution pourrait être d'assurer le financement à travers le TURPE par une enveloppe prévisionnelle *ex ante* et par un ajustement *ex post* via le CRCP.

- **Néanmoins, les producteurs souhaitent réagir à d'autres propositions alternatives de financement.**

En premier lieu, les producteurs de l'UFE qui fournissement actuellement des services système sont **défavorables à ce que la rémunération du service de réglage de la fréquence soit financée, même en partie, par une augmentation de la contribution des producteurs au sein du TURPE**. En effet,

[3] Les 17 pays où le tarif n'est pas financé en totalité par les soutirages correspondent majoritairement aux pays qui appliquent un tarif différentié suivant la localisation des groupes de production, à l'exception de l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Irlande du Nord et la Pologne.

cela reviendrait à faire porter directement aux producteurs le coût des services effectués par eux-mêmes au bénéfice de la collectivité, ce qui n'aurait aucune logique économique.
Pour rappel, actuellement, la contribution des producteurs est de 0.19 € / MWh pour les installations dans les domaines de tension HTB2 et HTB3. Elle vise aujourd'hui à couvrir le coût de la contribution de RTE au mécanisme européen de compensation entre réseaux de transport pour les transits.
Historiquement, la composante d'injection est nulle pour l'ensemble des installations, quel que soit le domaine de tension. En effet, ce choix pour la France permet d'éviter une distorsion sur les coûts de fourniture entre les producteurs français et leurs concurrents étrangers.
Dans un système européen de marché libéralisé et d'ouverture à la concurrence, l'inéquité de traitement[4] qui serait induite par une augmentation du TURPE à l'injection serait extrêmement préjudiciable et juridiquement contestable.

En second lieu, **la proposition de RTE de répartir les coûts des réserves primaires et secondaires de fréquence entre le TURPE et les responsables d'équilibre physiques** est fondée sur les résultats d'une l'étude[5] qui vise à déterminer quels sont les événements et les acteurs à l'origine des sollicitations des réserves observées.
Les producteurs de l'UFE considèrent que cette proposition n'est ni adéquate ni pertinente, pour les raisons suivantes :

1. Tout d'abord, cette étude montre que 93,7 % des variations de fréquence observées[6] sont liées soit à des variations brutales de la production (selon les caractéristiques techniques des groupes) pour adhérer aux « blocs » des mécanismes de marché, soit à des variations brutales de charge en réaction aux signaux tarifaires.
   Pour les producteurs de l'UFE, cette écrasante majorité des écarts de fréquence observés est due à l'organisation du marché et aux règles de programmation françaises et européennes sous forme de blocs horaires.
   Il semblerait incongru de faire supporter aux responsables d'équilibre le coût de ce service au prétexte qu'ils génèrent des écarts de fréquence lors de l'application des règles de marché. Ces écarts ne sont en effet qu'une résultante inévitable du market design, ceci indépendamment des actions que peut mener le responsable d'équilibre. **Un tel dispositif ne présenterait donc aucun caractère incitatif et ne serait pas vertueux.**

2. L'étude de RTE[7] montre aussi que 33% de la réserve primaire n'est jamais utilisée en situation normale. RTE en déduit que cette partie de la capacité de réserve primaire a un caractère assurantiel et doit être financée par le TURPE.
   Pour les producteurs de l'UFE, c'est la totalité de la capacité de réserve primaire et secondaire qui a un caractère assurantiel : en effet, le niveau de réserve est fixé forfaitairement par les règles de l'ENTSOE en fonction de critères de sécurité admis au niveau européen, indépendamment de l'utilisation qui est faite de cette réserve. Il a notamment été indiqué que même si à l'avenir le nombre et l'amplitude des écarts de fréquence

[4] Les producteurs rappellent ici que sur les 31 pays de l'ENSTOE, et si on exclut les pays qui pratiquent un tarif différentié suivant la localisation des groupes de production, seuls 6 pays[4] pratiquent un tarif non nul à l'injection : Autriche, Danemark, Finlande, France (utilisé pour le financement de l'ITC), Irlande du Nord et Pologne.
[5] Réalisée par RTE dans le cadre du GT de concertation du CURTE.
[6] Calculé par différence entre le total de 100% et les autres causes identifiées.
[7] Basée sur l'hypothèse prise par RTE d'un seuil d'utilisation max de 140mHz dont l'occurrence est statistiquement extrême

observés actuellement diminuait fortement, les niveaux de capacité de réglage primaire et secondaire resteraient à leur niveau actuel, l'assurance contre le risque de défaut au niveau européen devant rester au niveau actuel.
Il semble donc que c'est la totalité de la capacité de réglage primaire et secondaire qui devrait être considérée comme une assurance, et à ce titre, être financée par le TURPE.

3. Enfin, l'étude réalisée dans le cadre du GT du CURTE comporte pour les producteurs deux biais qui rendent ses conclusions contestables :
    - D'une part, seuls 6% des écarts de fréquence observés ont réellement été identifiés, les autres ne sont attribués que par différence,
    - D'autre part, il est nécessaire de traiter séparément la mise à disposition de la réserve (ou capacité de réglage), qui a un caractère assurantiel, de l'utilisation qui est faite de cette réserve (ou énergie de réglage utilisée). Pour les producteurs, seule l'énergie de réglage peut être mise en relation avec les acteurs à l'origine des écarts de fréquence. Or cette étude analyse les écarts de fréquence (et donc l'énergie de réglage utilisée pour les corriger) et en tire des conclusions sur le financement de la capacité de réglage. La rémunération de la mise à disposition d'une capacité en € / MW n'est pas compatible avec un vecteur énergétique en € / MWh.

MECANISME DE CONSTITUTION DES RESERVES

Plusieurs mécanismes ont été étudiés par les producteurs :

- **Mécanisme de prescription par RTE des RP et RS à fournir par les producteurs**

Le mécanisme actuel de prescription des réserves de puissance présente l'avantage, pour le gestionnaire de réseau, d'avoir la garantie de disposer à tout moment du volume de réserve nécessaire à l'équilibre et à la sécurité du système.

En revanche, ce modèle de constitution des réserves n'est pas optimisé économiquement, au sens où la répartition par producteur sur les moyens capables de fournir les services système est effectuée sur le seul critère de la puissance totale programmée, indépendamment du coût, pour chacun des moyens de production, de constitution de ces réserves.

Les producteurs ont constaté plusieurs marges de manœuvre :

- Coût de la dérive de la fréquence[8] : Il est de la responsabilité de RTE avec ses partenaires européens de poursuivre la coordination entre GRT pour améliorer la qualité de la fréquence (cohérence des contrôles de performances entre pays, coordination des déséquilibres), de trouver les meilleures solutions et dispositifs en terme de programmation de production / consommation et de règles d'ajustement / responsable d'équilibre, de favoriser l'adaptation de l'évolution des mécanismes de marché et variations de charge (top horaires et signaux tarifaires)
- Certaines capacités ne sont pas offertes actuellement, et pourraient l'être si la rémunération était plus attractive
- Certains groupes mieux placés dans le merit order pourraient fournir plus
- Ouverture au réseau basse tension
- Mise en compétition avec les acteurs étrangers

- **Mécanisme d'appel d'offres**

A l'inverse, un mécanisme d'appel d'offres permet, via le jeu de la concurrence, d'atteindre l'optimum économique, à la fois en termes d'efficacité allocative - les producteurs pour lesquels le coût du service est moindre seront davantage retenus – et en termes de minimisation de l'enveloppe budgétaire globale. Il permet également d'augmenter la flexibilité.
Un tel mécanisme de marché permettrait également l'apparition de nouveaux fournisseurs, ce qui contribuerait à une meilleure sécurité du système électrique et à un coût moindre : EnR, producteurs étrangers, modulation en temps réel de la consommation des clients[9].

[8] A titre d'illustration complémentaire, l'évolution de la fréquence amène aujourd'hui celle-ci à n'être plus égale strictement à 50Hz sur chaque pas demi-horaire. Ce constat engendre pour le réglage primaire un cout supplémentaire en terme de variation d'énergie à l'identique du réglage secondaire, certes dans une moindre mesure mais de plus en plus significative.
[9] Pour ce dernier point, si on intègre la possibilité de différencier offre à la hausse et offre à la baisse.

Les producteurs de l'UFE entendent néanmoins les réserves de certaines parties prenantes faisant état d'un risque prix. Un tel mécanisme pourrait être assorti de mesures visant soit à encadrer le prix des offres ex-ante (comme c'est le cas en Suisse), soit à les contrôler ex-post (comme c'est le cas en Belgique).

On peut noter que le mécanisme incitera les producteurs à offrir leurs capacités disponibles. Les producteurs de l'UFE estiment donc que le risque d'insuffisance d'offre quelquefois évoqué est inexistant. Les producteurs de l'UFE sont toutefois prêts à s'engager[10] sur l'offre d'un volume minimal de réserve fonction de la puissance programmée apte, chaque producteur restant libre de proposer plus s'il le souhaite. Ceci permettrait de traduire l'obligation actuelle de participation à la fourniture des services système applicable à tous les producteurs disposant des capacités constructives.

[10] En J-1, impératif pour certains types de production

De manière globale, si un tel mécanisme devait être envisagé, il devrait présenter le design et les caractéristiques suivants pour être réaliste :

Traduction de l'obligation de participation à la fourniture des SSY	○ Chaque producteur est obligé de proposer AU MOINS x % (à déterminer) de sa puissance programmée sur les groupes aptes (afin de garantir que le GRT disposera des volumes suffisants). Chaque producteur peut proposer plus s'il le souhaite. ○ Maintenir l'affectation de la réserve de puissance aux producteurs et non pas aux installations (autonomie d'exploitation) ○ Maintenir le cadre des inaptitudes temporaires (en période de crue, en exploitation de moins de 5 ESSY)
Ouverture à d'autres acteurs, sans obligation de participer, à condition d'être préqualifiés par RTE	○ GRT voisins ○ Production sur la base d'énergies non programmables ○ Consommateurs ○ Actifs sur réseau de distribution
Produit de l'AO	Réglage primaire Réglage secondaire
Fréquence de l'AO	Dans l'idéal[11], quotidienne, en J-1 selon des modalités à préciser. Etre au plus proche de l'échéance présente les avantages suivants : ○ Limitation de l'incertitude et de la prime de risque, nécessité pour une production hydraulique influencée ○ Simplification de l'accès pour les petits producteurs
Structure de l'offre	○ Période de l'offre : 24h ○ Volume d'une offre : 1 MW ○ Pas : ½ horaire, avec possibilité de structuration par blocs ○ Pour la RS, laisser la possibilité de faire 3 types d'offres : à la hausse et à la baisse, à la hausse uniquement ou à la baisse uniquement
Critères d'attribution	Préséance économique
Rémunération	Pay as bid + hors appel d'offres : rémunération de l'énergie (RS[12])
Non-respect de l'offre	Maintenir les spécifications actuelles de suspension ou de limitation de l'indemnité (suite à indisponibilité fortuite, à apport hydraulique non maitrisé…)

Néanmoins l'acceptabilité des producteurs d'une telle solution ne pourra être validée qu'en fonction de l'analyse détaillée de ses spécifications avec RTE.

[11] Le J-1 est impératif pour certains types de production afin de définir et garantir le volume de réserve à offrir.
[12] Une rémunération de l'énergie pourrait également être envisagée pour compenser la dérive de la fréquence sur le RP.

Réseau de transport d'électricité

Synthèse de la contribution de RTE

Groupe de Travail de la Commission Accès au Réseau « Concertation RP & RS perspective TURPE 4 »

Note RTE du 30 décembre 2011

Département Mécanismes de Marché
Tour Initiale - 1 Terrasse Bellini - TSA 41000
92919 La Défense Cedex

www.rte-france.com

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

Introduction

Aujourd'hui, les RP et RS sont constituées par une répartition prescriptive par RTE des besoins de RP et RS du système entre les producteurs aptes à les fournir, qui peuvent ensuite échanger ces prescriptions entre eux. Cette mise à disposition fait l'objet d'une rémunération régulée, dont la couverture est répercutée dans le TURPE.

La concertation menée au sein de la CAR a permis de se réinterroger sur les fondamentaux de ce modèle, en explorant chacune des dimensions associées.

La présente note synthétise les éléments et arguments apportés par RTE dans le cadre du GT, pour chacun des quatre axes de travail retenus.

Axe 1 : Constitution des RP et RS

En préambule, RTE souhaite rappeler que la notion d'optimisation économique est bien présente dans le modèle actuel de constitution des RP et RS. En effet, la prescription effectuée par RTE pour répartir les besoins du système en RP et RS entre producteurs se fonde certes sur un critère purement technique (la production programmée sur le parc apte à la fourniture de RP et RS), mais :
- chaque producteur peut ensuite optimiser le placement de cette prescription sur son parc
- des échanges bilatéraux de prescription peuvent être effectués entre producteurs

Une optimisation décentralisée a donc lieu d'ores et déjà dans le modèle actuel.

RTE considère cependant que les réflexions présentées par les producteurs de l'UFE constituent une base intéressante pour de futurs travaux de spécifications d'un mécanisme de marché permettant une optimisation centralisée du placement des RP et RS, si cette voie devait être retenue.
Bien entendu, l'opportunité de mettre en place un tel mécanisme, ainsi que ses modalités détaillées, devraient faire l'objet d'un examen et d'une analyse d'impacts avant d'en envisager la mise en place.

A ce stade, RTE a souligné que deux pré-requis lui paraissent essentiels.

1. L'élément crucial pour RTE est la finalité du mécanisme : le mécanisme doit permettre de garantir que les RP et RS nécessaires au système électrique soient constituées, en cohérence avec les obligations règlementaires des producteurs en matière de fourniture des RP et RS. Ainsi, tout mécanisme de marché proposé devra permettre d'assurer un niveau de garantie de constitution d'un volume suffisant de RP et RS au moins aussi élevé que le mécanisme actuel de prescription, afin d'être en mesure de faire face à tout moment aux déséquilibres du système, et devra permettre que les pré-requis techniques soient pris en compte. RTE souligne qu'il sera donc très vigilant à ce que tout mécanisme proposé permette d'assurer que (i) les capacités constructives soient là dans la durée (ii) un volume suffisant soit offert en pratique pour répondre aux besoins du système. A minima, pour RTE, un pré-requis indispensable à la mise en place d'un tel mécanisme de marché serait la participation obligatoire de tous les producteurs à partir de leurs capacités constructives aptes à la fourniture de RP et RS.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

2. RTE souligne que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité des prix qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée dans le TURPE, à structure tarifaire inchangée. A titre d'illustration, on peut noter que des difficultés de financement ont été constatées dans plusieurs pays qui combinent mécanisme de marché pour l'acquisition des réserves de fréquence et répercussion des charges dans le tarif de réseau, par exemple lors de la fixation des derniers tarifs de réseau en date en Belgique et en Suisse. Une nouvelle boucle de recouvrement des coûts serait donc nécessairement à mettre en place dans l'hypothèse où un tel mécanisme serait retenu. RTE considère que cette boucle de régulation ne doit pas être le CRCP, qui apparaît déjà très conséquent (il représente plus de la moitié des 4 milliards d'euros des charges couvertes par TURPE 3), d'autant plus que son apurement est limité par des plafonds annuels pour éviter une volatilité trop importante du tarif. Il semble donc très délicat à RTE d'y introduire des éléments de volatilité supplémentaires. Aussi, **RTE considère qu'une constitution des RP et RS par appel d'offres n'est pas compatible avec un financement des charges de constitution des RP et RS par le TURPE (y compris par le CRCP), à structure tarifaire inchangée.**

Axe 2 : Evènements à l'origine des sollicitations de RP et RS

RTE partage l'analyse d'ERDF sur le fait que tous les acteurs du système électrique qui créent des variations de fréquence, qu'ils soient injecteurs, soutireurs ou acheminеurs, sont à l'origine des sollicitations de RP et RS.

RTE a présenté une méthodologie et une analyse quantitative afin d'identifier les acteurs à l'origine des variations de fréquence. **RTE considère que les analyses qu'il a menées pour identifier et quantifier les phénomènes à l'origine de la sollicitation des RP et RS permettent de définir clairement deux catégories d'évènements :**
- Des évènements réseau exceptionnels qui affectent tous les utilisateurs du système électrique, même s'ils ne sont pas eux-mêmes à l'origine de déséquilibres. Le poids de ces évènements a été quantifié en examinant le profil de la fréquence sur plusieurs années, ce qui montre que les écarts de fréquence observés sur le système électrique ne dépassent qu'exceptionnellement 140 mHz (lors des évènements réseau exceptionnels), sur la période qui a été étudiée (2088, 2009, 2010). La RP étant dimensionnée pour couvrir des écarts de 200 mHz, on peut estimer que 1/3 de la RP constitue une « assurance » contre les évènements réseau exceptionnels pour tous les utilisateurs du système électrique.
- Des évènements qui trouvent leur origine dans des déséquilibres entre injections et soutirages, sans que des aléas dus au réseau ne soient impliqués[1]. Ces évènements amènent à solliciter jusqu'à 2/3 de la RP environ et la totalité de la RS[2]. Aussi, 2/3 de la RP et la totalité de la RS sont utilisés pour faire face à des déséquilibres entre offre et demande non liés à des aléas réseau (exceptionnels ou non). Les injections comme les soutirages contribuent à ces déséquilibres, sans qu'on puisse quantifier leur part respective.

Il ressort également de cette étude que les évènements quantifiés explicitement, correspondant à des incidents (aléas réseau et pertes de groupes de production), ne sont que marginalement à l'origine de la sollicitation des RP et RS. Ceci est cohérent avec le constat que les principaux écarts de fréquence (observés à partir de l'analyse d'une journée typique) se situent aux heures rondes et reflètent l'utilisation du marché par les acteurs physiques. Il est

[1] Les aléas réseau ont été quantifiés de manière exhaustive et ne sont impliqués que de manière négligeable (0,8 %) dans les déséquilibres offre-demande qui affectent le système électrique, hors évènements réseau exceptionnels.

[2] Il faut noter que le dimensionnement de la RS n'intègre aucune composante assurantielle utilisée exceptionnellement, contrairement à celui de la RP. Autrement dit, la RS est régulièrement sollicitée en totalité (puis reconstituée par actions manuelle d'ajustement) La RS sert donc simplement de terme de bouclage à la réalisation de l'équilibre offre-demande français.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

intéressant de noter qu'une étude commune ENTSO-E/Eurelectric, dont la synthèse est en cours de publication, a été menée au niveau européen sur ce sujet.

Axe 3 : Répercussion des coûts de constitution des RP et RS

Sur la base de l'étude menée dans le cadre de l'axe 2, **RTE fait l'analyse que tous les déséquilibres entre injections et soutirages à l'origine de la sollicitation de 2/3 des RP et de la totalité des RS ont leur origine sur les périmètres des Responsables d'Equilibre (RE) physiques,** acteurs qui, dans l'architecture de marché, ont la responsabilité d'équilibrer injections et soutirages sur leur périmètre.

Aussi, selon RTE :

- ✓ 1/3 des coûts de constitution de la RP pourrait être mutualisé dans le TURPE, en tant qu'assurance pour tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels.
- ✓ 2/3 des coûts de constitution de la RP ainsi que la totalité des coûts de constitution de la RS pourraient être répercutés aux RE physiques (aussi bien au titre de leurs injections qu'au titre de leurs soutirages), en tant qu'assurance pour compenser les écarts en puissance de cette communauté d'acteurs.

Contrairement aux producteurs de l'UFE, RTE fait l'analyse qu'un tel dispositif serait plus incitatif et vertueux qu'une mutualisation indifférenciée de ces coûts dans le TURPE :
- Plus incitatif, car les besoins de RP et RS ne sont pas à la main du gestionnaire de réseau. Les besoins en capacités de RP et RS sont dimensionnés par RTE selon des règles de calcul transparentes découlant de ses obligations européennes et publiées dans la DTR. Une large part de ces besoins est directement prescrite par ENTSO-E ; seule une fraction du besoin de RS découle d'un calcul spécifique, qui correspond à la couverture du gradient de la consommation française et des échanges aux interconnexions. La part de RS qui correspond à la couverture de ce gradient de demande dépend donc de la forme de la courbe de charge sur le périmètre des acteurs ainsi que de l'utilisation des imports/exports par les acteurs. Ce sont bien les RE correspondants qui disposent des leviers pour mieux s'équilibrer en puissance, donc pour lisser ces phénomènes. Ainsi, toute incitation financière portant sur le GRT pour en diminuer le volume serait contre-productive et dangereuse pour la sûreté du système, puisque le GRT ne dispose pas des leviers permettant de réduire les causes des besoins de réserves. Au contraire, c'est en incitant au mieux les RE physiques, qui sont à l'origine des besoins, à s'équilibrer plus finement, que la minimisation d'une partie des volumes de RS pourrait être obtenue.
- Plus vertueux, car 2/3 des RP et la totalité des RS permettent de réaliser des actions d'équilibrage pour le compte de la communauté des RE physiques, comme c'est le cas pour les autres réserves d'équilibrage (les Réserves Rapides et Complémentaires, dont le financement est porté par les RE[3]). En effet, le réglage de la fréquence est bien une assurance, mais l'enjeu et le résultat des analyses menées par RTE est d'identifier pour *quelle* communauté d'acteurs : les RP et RS ne bénéficie pas aux utilisateurs du système électrique de façon indifférenciée. A partir des analyses menées, RTE conclut que 1/3 des capacités de RP constituent une assurance pour tous les utilisateurs du système électrique face à des évènements réseau exceptionnels, et que les 2/3 restants des RP et la totalité des RS constituent une assurance pour la communauté des RE physiques.

Enfin, pour RTE, la répercussion des coûts de constitution de 2/3 des RP et de la totalité de la RS aux RE physiques soutireurs et injecteurs ne poserait pas de problème majeur de faisabilité :

[3] Les capacités de Réserves Rapides et Complémentaires servent également à résorber des déséquilibres inférieurs au pas 30 minutes. Leur constitution est répercutée financièrement aux RE physiques, via le coefficient c sur les soutirages, au travers du compte Ajustements/Ecarts.

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

- L'exemple du financement des capacités de Réserves Rapides et Complémentaires par les RE physiques soutireurs montre que la rémunération de la mise à disposition d'une capacité en €/MW est tout à fait compatible avec un vecteur énergétique en €/MWh.
- Une comparaison avec les autres pays européens montre l'absence d'harmonisation des pratiques en matière de constitution et de répercussion des charges des RP et RS. Certes, les coûts de constitution des RP et RS sont souvent intégrés aux tarifs de réseau ; cependant des exemples inverses existent, ainsi que des cas de pays où certains services de réglage ne sont pas payés. Ainsi, la question de la compétitivité ne devrait pas empêcher de s'interroger sur les bénéficiaires du service de réglage de la fréquence, leurs responsabilités et l'allocation des coûts de constitution des RP et RS.
- Enfin, le TURPE n'est pas le seul vecteur pour répercuter les coûts au consommateur final : il peut incomber aux RE qui supporteraient ces coûts de les répercuter à leurs clients finals via la facturation de l'énergie qu'ils leur fournissent.

Axe 4 : Dimensionnement des coûts de fourniture des RP et RS

RTE a souligné que les discussions qui ont eu lieu en GT ont permis de bien explorer l'approche présentée par les producteurs de l'UFE, et de cerner les avantages ainsi que les limites de validité du modèle.

Cependant, pour RTE, il ne peut s'agir de conclure que la valeur qui émerge de cet exercice correspond au coût réel de la fourniture des capacités de réglage et constitue la seule référence pertinente pour le coût des RP et RS.

En effet, selon RTE, l'approche par parc adapté est une modélisation cohérente qui présente l'avantage de la clarté, mais qui se distingue par nature du parc réel installé qui fournit effectivement les RP et RS. Ainsi, le modèle proposé par les producteurs de l'UFE considère un horizon d'investissement suffisamment lointain pour atteindre un renouvellement complet du parc, en développant les filières compétitives (sauf les moyens hydrauliques). Cela consiste donc à construire *ex nihilo* un parc virtuel parfaitement adapté; cette méthode a sa cohérence, mais par construction ne reflète pas la réalité du parc installé qui fournit aujourd'hui les RP et RS, et c'est pour cela qu'il ne semble pas possible à RTE de dire qu'elle fait état du coût effectif de la fourniture de RP et RS pour la période tarifaire TURPE 4.

RTE souligne également l'absence de représentation des moyens hydrauliques stockables, qui constituent un enjeu important puisque les moyens hydrauliques stockables ressortent en général en haut de l'empilement des moyens au *merit order*, ce qui implique que les capacités constructives de fourniture de RP et RS sont utilisées très fortement sur ces moyens (le placement de capacités de réserves se faisant logiquement en sens inverse du *merit order*). RTE a bien entendu la démonstration de la neutralité de la prise en compte des moyens hydrauliques effectuée par les producteurs, mais note qu'elle repose en dernier ressort sur une simulation menée hors du GT par les producteurs : cet aspect du modèle, par nature, n'a donc pas pu être partagé.

Enfin, pour RTE, le choix du taux d'actualisation à prendre pour le calcul est un élément important qui doit refléter l'appréciation du risque associé à la fourniture de RP et RS. Dans l'hypothèse où cette fourniture ferait comme aujourd'hui l'objet d'une compensation à un prix régulé, il semblerait pertinent d'utiliser un taux correspondant à la rémunération d'activités régulées, qui ne serait alors pas forcément de 8 % (valeur considérée dans l'étude des producteurs de l'UFE).

Copyright RTE. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE)

UNIDEN
UNION DES INDUSTRIES UTILISATRICES D'ÉNERGIE

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

05/01/2012

Modélisation simplifiée du coût de fourniture du Services Systèmes (Service de réglage de la fréquence) - Groupe de Travail de concertation RP-RS pour TURPE4

Observations de l'UNIDEN

Préambule

Les travaux de ce Groupe de Travail avaient pour but d'examiner quelles conditions économiques pouvaient être envisagées pour rémunérer les capacités de Réserves Primaires et Réserves secondaires dans le cadre de la préparation du TURPE4, notamment à travers le modèle de « parc adapté » présenté par les producteurs membres de l'UFE.

Ce document d'observations propres à l'UNIDEN est annexé au Rapport Final du Groupe de Travail tel que présenté à la Commission d'Accès au réseau du 6 janvier 2012 dans le cadre du CURTE.

Nous avons repris nos observations regroupées selon les axes de travail proposés par le RTE dans ce Groupe de Travail .

1. Remarques générales sur le déroulement du GT

Les consommateurs représentés par l'UNIDEN tiennent à remercier les participants du Groupe de Travail pour la qualité des échanges constatée et la pédagogie présente tout au long de ce groupe de Travail consacré à l'évaluation des coûts de fourniture des Services Systèmes, cette évaluation ayant été limitée au réglage de la fréquence (en réserve Primaire et secondaire).

2. Axe 1 Appel d'Offres proposé par les producteurs membres de l'UFE

La méthodologie de prescription obligatoire actuelle par le RTE permet de bien concilier le souci de conserver de manière constante la sécurité du système électrique avec une prévisibilité de coûts de constitution des Services Systèmes. Néanmoins, dès le lancement du groupe de travail, certains producteurs ont insisté sur le fait que les conditions de rémunération actuelles ne permettaient pas de couvrir leurs coûts et ont demandé une revalorisation de ces conditions.

Pour faire face à l'évolution des coûts de constitution des Services Systèmes, les producteurs membres de l'UFE ont préconisé en substitution un mode de rémunération sur base d'Appel d'offres.

La situation de la production en France et des moyens de production de Services Systèmes est caractérisée par la présence d'un producteur majeur. Cependant, tous les producteurs sont également soumis à la fourniture obligatoire de Services Systèmes . L'UNIDEN est très attaché à ce principe.

Sans un encadrement des plus stricts, notamment par le régulateur, il est difficile de prévoir a priori les résultats, en termes de garantie de moyens et de coûts, auxquels un système d'Appel d'Offres tels que proposé par les producteurs membres de l'UFE va conduire.

Les Services Système garantissent la sécurité du système électrique, et il est donc indispensable de limiter l'incertitude sur la garantie des moyens mis à disposition du système. Néanmoins, cela doit se faire à un coût raisonnable pour tous les acteurs, ce qui n'est pas assuré par un mécanisme de marché, qui tendra toujours à aligner les prix sur les coûts marginaux.
Sur un plan économique, l'UNIDEN a toujours insisté sur la nécessité d'une bonne prévisibilité des prix et la minimisation de la volatilité des prix de l'Energie. Le système de prescription actuel avec rémunération fixée ex-ante répond à cette préoccupation bien plus sûrement qu'un mécanisme par Appel d'offres.

Si la constitution éventuelle de Services Systèmes par Appel d'Offres était finalement envisagée, celle-ci devrait faire l'objet de mécanismes de régulation approfondis, en concertation avec les Pouvoirs Publics et les consommateurs, visant à garantir la capacité offerte, avec une disponibilité effective à moyen et long terme correspondant aux besoins,, y compris en situation de pointes tendues, et une évolution de prix justifiée, par rapport à ces horizons prévisionnels.

3. Axes 2 et 3. Identification des Bénéficiaires des Services Systèmes et mode de répercussion des charges financières liées des Services Systèmes

Le Groupe de travail a reconnu que les Services Systèmes bénéficiaient à l'ensemble des acteurs du Système Electrique Français.

Pour autant, dans la liste des évènements conduisant à la sollicitation des Services Systèmes, les impacts ainsi que les responsabilités des acteurs sont très différentes. Il semble nécessaire pour l'UNIDEN de différentier, même de manière qualitative, la contribution de ces différents Acteurs.

Il est bien entendu que la production électrique est destinée, en très grande partie, aux consommateurs finals. Néanmoins, cette production électrique génère bien une rémunération pour les producteurs, qui ont donc également tout intérêt au bon fonctionnement du système électrique.
Aussi, même si les consommateurs finals sont in fine les destinataires, en très grande partie, des moyens de production électrique et des Services Systèmes (de réglage de Fréquence), ils ne doivent supporter les coûts qu'à hauteur de l'utilisation des Services Systèmes qu'ils suscitent.

L'UNIDEN souscrit à l'analyse du RTE, et aussi partagée par ERDF, qui consiste à dire qu'en aucun cas, la totalité des Services Systèmes, surtout dans les conditions du modèle simplifié de « parc adapté » présenté dans l'Axe 4 du GT, ne doit être intégralement socialisée via le TURPE4.

- D'une part, nous rappelons que les consommateurs, de par leur taille, ne sont pas de nature à créer des graves déséquilibres sur le système électrique de leur propre fait. Ils ne représentent, chacun, sauf exception, qu'une fraction infime de la production électrique faite à partie de moyens de masse des producteurs.

  Qui plus est, les gros consommateurs que sont les industriels représentés au sein de l'UNIDEN représentent un socle de consommation dont le profil est considéré comme stable ou du moins présentant une prévisibilité importante dans leur profil de consommation, qui leur est demandé par les fournisseurs pour gérer leur portefeuille de clientèle. De ce fait, et aussi par le fait qu'une partie significative d'entre eux sont soumis à des systèmes de nominations, prévisions de consommations engageantes auprès des producteurs, l'impact des consommateurs industriels de l'UNIDEN a un effet favorable dans le sens de la minimisation des déséquilibres production/consommation.

Il appartient donc aux producteurs d'estimer au mieux leurs prévisions de production selon leur portefeuille de clients car, hormis les nominations pour certains d'entre eux et le rôle des agrégateurs présents en France, peu de clients ont des moyens d'agir significativement sur leur niveau de consommation, sinon par le biais d'incitations tarifaires (Heures creuses /heures pleines, EJP, Tempo, etc.).

En tout état de cause, et pour les consommateurs achetant leur électricité en offre de marché, les propositions de prix de vente d'électricité qui leur sont faites tiennent compte déjà implicitement de leurs variations de profil de consommations (recensées comme un des évènements à l'origine de l'activation des Services Systèmes en fréquence). De fait, la rémunération des Services Système ne saurait donner lieu à deux facturations, une via le prix de l'électricité consommée, et l'autre via le TURPE 4.

Pour ces différentes raisons, les consommateurs ne sauraient donc supporter à eux seuls et de manière indifférenciée l'intégralité des coûts des Services Systèmes à travers le TURPE

- Enfin, l'utilisation des réserves des Services Systèmes sert à corriger de manière significative les déséquilibres qui proviennent des Responsables d'Equilibres (Physiques) eux-mêmes, avec des causes propres tels que des aléas de production industrielle , imperfections dans les prévisions du portefeuille commercial des fournisseurs , et donc des RE qui leurs sont rattachés. Il paraît légitime que ces derniers contribuent à leur financement également de manière significative, puisque ces Services Système sont une forme d'assurance contre les conséquences de leurs déséquilibres.

4. Axe 4 Modélisation des coûts de Service Systèmes pour un « parc adapté ».

La méthode de modélisation des coûts de Services Systèmes proposée par les producteurs membres de l'UFE propose une approche intéressante pour expliquer la mise en œuvre de moyens de production spécifiquement dédiés à la production de Services Systèmes dans le cadre d'un parc diversifié de production. Pour autant, comme toute modélisation , si elle présente des avantages pédagogiques, elle simplifie aussi la réalité des situations rencontrées .

La modélisation permet bien de différentier les coûts de constitution en terme de capacité de production, selon les différentes filières. Elle met en évidence les différentiels de coûts, notamment d'investissement. Les références de prix se faisant selon des sources publiques, elles ont ainsi l'avantage de la transparence mais aussi trouvent ces limites dans la constitution de ces coûts : Ces coûts sont plus ou moins précis et ne valent pas nécessairement comme engagements effectifs de dépenses à venir et peuvent varier selon les situations locales d'investissement et/ou les politiques notamment publiques destinées à promouvoir certaines filières technologiques.

Le fait de pouvoir mettre en évidence ces différentiels de coûts permet d'imaginer comment différents acteurs optimiseraient leurs coûts de services selon le mix de production. Par contre, la notion de parc adapté ne permet pas de faire un rapprochement direct entre

- la réalité des moyens actuellement mis en œuvre globalement, (les moyens hydrauliques par exemple ne font pas partie du modèle, ce qui a fait l'objet de réserves du RTE que l'UNIDEN partage également).
- la répartition réelle de ces moyens entre producteurs, dans un parc de production où existent des acteurs à fort pouvoir de marché (L'optimum d'un parc adapté global n'a pas de raison d'être identique à l'agrégation des parcs adaptés de chacun des producteurs pris séparément)

L'UNIDEN considère que l'écart extrêmement important entre la rémunération actuelle et le modèle de « parc adapté » décrit [300M€ équivalent un coût de capacité de réserve de 28.7€/h.MW, soit +70% par rapport au 180M€ actuels du TURPE3 équivalent à 17€/(h.MW)] ne permet pas de valider comme tel ce modèle par rapport à la réalité du parc existant.

En outre, la notion de « parc adapté » qui détermine un ensemble de coûts dans une perspective à moyen terme donne une représentation quelque peu théorique par rapport à la réalité car il suppose un investissement conséquent en moyens nouveaux de production destinés aux services systèmes.

Pour les nouveaux entrants qui disposent de moyens limités, ou pour de nouvelles unités de production dont une quote-part de Services Systèmes devrait être prévue, le modèle proposé donne sans doute une bonne indication des coûts à mettre en œuvre, mais la représentativité nous semble beaucoup plus discutable quant aux efforts globaux financiers effectivement mis en œuvre pour les acteurs possédant les principaux moyens de production significativement amortis.

L'apport en Services Systèmes pour chacun des producteurs étant en rapport avec les moyens de production aptes et opérés sur le marché français, il s'ensuit probablement une désoptimisation des coûts de services systèmes par rapport à un acteur unique en possession du « parc adapté ». Mais il semble peu évident que cette désoptimisation permette de justifier en soi la hausse telle que réclamée par les producteurs membres de l'UFE

Enfin, la réflexion sur une réévaluation de la rémunération des services système pour tenir compte de la capacité non utilisée ne peut faire abstraction des discussions actuellement en cours sur la mise en œuvre d'un marché de capacités, qui dont l'objectif est justement de permettre une rémunération de la capacité pour les nouveaux moyens de production.

L'UNIDEN considère donc que la modélisation proposée ne peut constituer une seule et unique référence de coûts de Services Systèmes, qui justifierait à l'avenir une rémunération sans rapport avec les moyens effectivement consentis par les producteurs.

5. Synthèse

Le constat d'un écart si important des coûts des Services Systèmes liés à la Fréquence (+70% du coût UFE modélisé par rapport à la rémunération actuelle) met en doute fortement en lui-même la validation du modèle présenté par rapport aux conditions actuelles en France.

Certaines des hypothèses de la notion de "parc adapté" restent contestables, notamment sur le fait qu'actuellement une partie significative de ces services systèmes sont fournis par des moyens de productions déjà constitués et donc largement amortis.

Selon notre compréhension, le modèle du "parc adapté" a pour but d'estimer, de manière simplifiée, le coût de moyens totalement nouveaux (y compris sur la filière nucléaire, mais en faisant abstraction de la production hydraulique et des échanges aux frontières) dont l'investissement serait à constituer en intégralité pour la constitution de Services Systèmes.

L'UNIDEN a du mal à imaginer que les producteurs vont dans leur ensemble programmer de tels budgets d'ici le TURPE4 et n'a donc aucune raison d'accepter sans réserves le principe d'un niveau de rémunération au niveau modélisé .

Partant des analyses du RTE sur l'identification des évènements à l'origine de la sollicitation des Services Systèmes (de réglage de Fréquence), l'UNIDEN rejoint la position du RTE et d'ERDF sur la répercussion des coûts de Services Systèmes, surtout dans les conditions telles que modélisées par les producteurs membres de l'UFE. Une répartition partagée entre les consommateurs et les RE serait plus justifiée qu'une socialisation intégrale à 100% à travers le TURPE4 telle que proposée par les producteurs membres de l'UFE.