Réseau de transport d'électricité

Eléments d'orientations pour la participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au réseau public de distribution

Juin 2013

Document de travail proposé, en coordination avec ERDF, aux participants du groupe de travail du CURTE « participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD ». Ce document vise à servir de support aux discussions dans le cadre de ce groupe de travail.

1. Exposé des motifs 4
1.1 Introduction 4
1.2 Nécessité de donner un cadre à la participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD et le rôle des parties prenantes 5
1.3 Objectif du présent document 6
2. Conditions de participation des sites raccordés au RPD 7
2.1 Accord du titulaire du contrat d'accès au réseau de distribution 7
2.2 Contrat d'accès au réseau de distribution 8
3. Données pour le contrôle du réalisé 9
4. Modalités, processus de participation et rôle des GRD 10
4.1 Rôle des GRD dans les processus de gestion des périmètres 10
4.2 Structure des périmètres 10
4.3 Processus de gestion des périmètres 13
5. Besoins d'échanges d'informations entre gestionnaires de réseau 14
5.1 Information du GRD 14
5.1.1 Information du GRD sur les programmes d'effacement (NEBEF) 14
5.1.2 Information du GRD sur les offres d'ajustement 14
5.2 Information du GRT 14
6. Gestion des contraintes des réseaux (RPD et RPT) 16
6.1 Impacts sur les réseaux de la participation des capacités aux mécanismes de marché et leviers nécessaires aux gestionnaires de réseaux 16
6.1.1 Impacts sur le RPD et leviers nécessaires au GRD 16
6.1.2 Impacts sur le RPT et leviers nécessaires au GRT 17
6.2 Régimes économiques de traitement des contraintes réseau (RPD et RPT) 17
6.2.1 Régimes où les coûts des contraintes réseau sont mutualisés 18
6.2.2 Régimes où les coûts des contraintes réseau sont portés par l'opérateur 19
6.3 Discussion sur les différents régimes 20
6.3.1 Réponse aux besoins techniques 20
6.3.2 Pré-requis nécessaires à la mise en place des régimes de mutualisation des coûts 20
6.3.3 Considérations sur les arbitrages économiques 20
6.3.4 Cohérence avec l'architecture de marché 20
7. Financement des activités effectuées par le GRD 23
7.1 Gestion des périmètres 23
7.2 Fourniture des données de comptage pour le contrôle du réalisé 23
7.3 Etudes réseau 23
8. Liens contractuels entre les parties 24
8.1 Accord de participation du GRD aux règles 24
8.2 Lien contractuel GRD-Opérateur 24

1. EXPOSE DES MOTIFS

1.1 Introduction

Instauré par la loi relative à la modernisation et au service public de l'électricité (2000-108), le mécanisme d'ajustement (MA) a lors de sa création en 2003 été exclusivement réservé aux seules capacités raccordées au réseau public de transport (RPT).

L'émergence de capacités (groupes d'injection sortis d'obligation d'achat, effacements de consommation, …) raccordées au réseau public de distribution (RPD) a progressivement conduit à faire évoluer le cadre réglementaire et légal du mécanisme d'ajustement pour permettre à ces capacités de participer au MA.

Ainsi en 2005, les capacités RPD télérelevées (équipées de compteurs à courbe de charge télérelevées par le GRD) et supérieures à 1 MW ont été intégrées au MA à condition d'être regroupées au sein d'un agrégat constituant au moins 10 MW.

En 2007, des règles transitoires (en vigueur à ce jour) ont permis la participation au MA de capacités d'effacement sur des sites de consommation RPD de petite taille et non télérelevés.

En 2010, le seuil de 1 MW applicable aux capacités télérelevées a été abaissé à 250 kW.

En 2010, l'article 9 de la loi relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (2010-1488) a étendu la faculté de RTE à conclure des contrats de réservation de puissance avec des capacités RPD.

Enfin, en 2012, des règles expérimentales (pour l'hiver 2012-2013) sur le MA ont été instaurées afin de favoriser le développement de capacités en région Bretagne notamment sur le RPD (abaissement du seuil de 10 MW, appel d'offre de réservation de capacité).

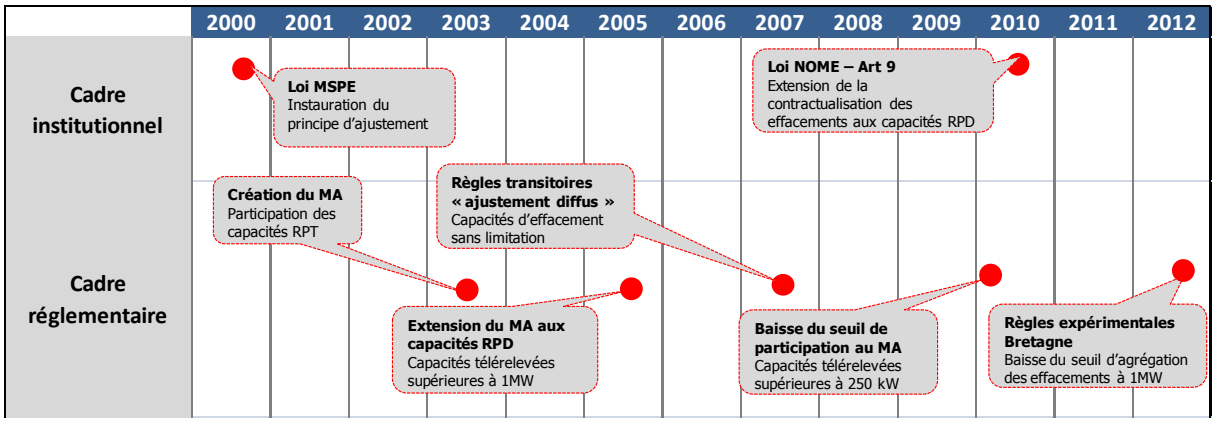


Figure 1 : Historique de la participation des capacités RPD au Mécanisme d'Ajustement

La participation des capacités raccordées au RPD a jusqu'ici uniquement porté sur des périmètres limités (sites télérelevés) ou dans des cadres expérimentaux (règles transitoires « ajustements diffus », règles expérimentales Bretagne, …).

1.2 Nécessité de donner un cadre à la participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD et le rôle des parties prenantes

Les premières solutions apportées à la question de la participation des capacités RPD aux mécanismes de marché ont permis d'accompagner et d'encourager l'émergence de nouvelles capacités raccordées au RPD sur le MA. Pour certaines de ces capacités (les capacités d'effacement) un projet de règles expérimentales pour la valorisation des effacements au service du marché (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement - NEBEF), en cours d'élaboration, vise à créer un nouvel espace économique de valorisation.

A ce stade, les solutions apportées sur le MA et dans le projet de règles expérimentales NEBEF (dans le projet mis en consultation en mai 2013) présentent certaines différences et n'ont pas visé à apporter des réponses à l'ensemble des problématiques spécifiques à la participation des capacités RPD.

Pour autant, le développement attendu de capacités sur le RPD (EnR, moyens de pointe, effacements) pourrait mettre en lumière les limites des solutions actuellement en vigueur dans les différentes règles (les processus de gestion des périmètres, les impacts sur le RPD et RPT, …).

Un cadre cohérent et homogène doit désormais être recherché en vue de la généralisation de la participation de ces capacités aux mécanismes de marché existants et en construction (mécanisme d'ajustement, NEBEF, mécanisme de capacité, services système,…). Ce cadre doit garantir une homogénéité des solutions retenues, tout en tenant compte d'éventuelles différences entre les caractéristiques des capacités raccordées au RPD et celles raccordées au RPT. Ces différences tiennent notamment au fait que le produit livré au système électrique passe physiquement par le RPD, à l'absence potentielle de comptage à courbe de charge et au nombre de sites concernés et peuvent conduire à des modalités adaptées (gestion des périmètres, contrôle du réalisé, …).

Ce cadre doit garantir une homogénéité entre les différents mécanismes tout tenant compte des spécificités propres à chaque mécanisme.

A ce jour, les principales problématiques pour lesquelles les travaux menés jusqu'à présent dans les instances de la CAM n'ont pas fait l'objet de solution ou seulement de solutions partielles et non homogènes concernent :

- les conditions de participation aux mécanismes des sites raccordés au RPD
- les données utilisées pour le contrôle du réalisé
- les modalités et processus de participation (structure et gestion des périmètres) et le rôle qu'y jouent les GRD
- la prise en compte des besoins d'échange d'information entre gestionnaires de réseau pour l'exploitation et le développement des réseaux
- la prise en compte des contraintes réseaux
- le financement des nouvelles activités réalisées par les GRD dans le cadre de la participation aux mécanismes des capacités RPD
- les liens contractuels entre les acteurs (participants aux mécanismes, GRD, RTE)

1.3 Objectif du présent document

La vocation de ce document est de lister les options d'orientations concernant la participation des capacités RPD aux mécanismes de marché organisés par RTE selon les termes du code de l'énergie. Il vise à servir de support à la discussion dans le cadre du GT du CURTE « participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD », de manière à ce que les problématiques afférentes ne soient pas abordées de manière individuelle au sein de chacune des concertations prévues en 2013. Ce document vise à aborder les questions et points clés avec les acteurs et ne constitue pas un projet à caractère définitif.

Ces options d'orientation décrites concernent à ce stade les mécanismes d'ajustement et NEBEF et sont destinées à nourrir les consultations à venir du mécanisme d'ajustement, à être enrichies par l'expérimentation NEBEF 1.0 et à nourrir les futures consultations NEBEF 2. Par ailleurs, le mécanisme de capacité et les services systèmes à partir de 2014 faisant également intervenir des capacités RPD, le présent document a également vocation à alimenter les débats sur ces mécanismes. Dans le cadre de la concertation, les acteurs du CURTE sont invités à s'exprimer sur ces options d'orientation.

Sans mention particulière, les options d'orientation valent pour le mécanisme d'ajustement et NEBEF.

2. CONDITIONS DE PARTICIPATION DES SITES RACCORDES AU RPD

2.1 Accord du titulaire du contrat d'accès au réseau de distribution

L'accord du titulaire du contrat d'accès au réseau de distribution (dit accord du site) pour participer à l'ajustement ou à l'effacement au service du marché constitue un point de différence entre, d'une part, les règles MA « classiques » (règles approuvées par le CRE le 29/05/2013) et le projet de règles NEBEF et, d'autre part, les règles transitoires « ajustements diffus ». Cet accord du site n'est pas mentionné ni exigé dans les règles transitoires « ajustements diffus » alors qu'il constitue un pré-requis dans les règles MA « classiques » et NEBEF.

L'accord écrit du site à la participation au MA ou à NEBEF au sein du périmètre d'un opérateur[1] est indispensable à plusieurs titres :

i. Cet accord donne un support juridique pour que les données de mesure du site, quand elles proviennent de l'opérateur, soient fournies à RTE et utilisées pour le contrôle du réalisé et, quand elles proviennent du comptage du GRD, puissent être fournies au besoin à l'opérateur pour permettre leur éventuelle contestation. La question des données de mesure est développée au chapitre 3.

ii. Cet accord donne, pour l'activité d'effacement spécifiquement (au titre de NEBEF ou du MA), l'autorisation du site pour la réalisation d'audits de qualification in situ.

iii. Cet accord présente une utilité pour gérer les cas de demande de rattachement d'un même site à plusieurs périmètres. En supposant que le site ait signé un unique accord avec un opérateur, celui-ci fera foi sur les autres demandes. Dans le cas contraire, l'accord le plus récent peut servir à désigner le périmètre auquel le site sera rattaché.

iv. Cet accord, dans le cas des effacements, engage le titulaire du contrat CARD à informer le GRD de tout changement de fournisseur.

L"accord écrit du site, systématique, doit être exigé dans les règles. Pour les sites télérelevés, il est nécessaire que cet accord écrit soit systématiquement fourni, lors de l'intégration du site dans un périmètre, pour que le GRD soit juridiquement fondé à transmettre les données du site à RTE et à l'opérateur. Pour les sites profilés, la question sur la nécessité de la fourniture systématique de cet accord se pose. Il peut suffire qu'il soit fourni, sur demande du GRD ou de RTE, dans les cas où l'opérateur demande à accéder auprès du GRD à des informations confidentielles concernant le site (par exemple pour l'identification de la référence du site), dans les cas où un audit est réalisé sur le site ou dans les situations où le site apparaît dans plusieurs entités. Cet accord doit être consenti par le titulaire du contrat d'accès au réseau de distribution.

[1] Le terme « opérateur » est utilisé dans ce document de façon générique que ce soit pour désigner les acteurs d'ajustements (définis dans les règles du MA) ou les opérateurs d'effacement (définis dans le projet NEBEF)

2.2 Contrat d'accès au réseau de distribution

Des niveaux d'exigence divers concernant le contrat d'accès au réseau de distribution (sous forme de CARD ou de Contrat Unique) coexistent dans les différentes règles. Les règles MA « classiques » et le projet de règles NEBEF exigent que les sites RPD participant à ces mécanismes disposent d'un contrat d'accès au réseau de distribution tandis que les règles « ajustements diffus » ne formalisent aucune exigence.

Les règles « expérimentation Bretagne » intégraient, quand à elles, une exigence portant sur la conformité du contrat d'accès au réseau de distribution avec les conditions envisagées d'utilisation du site.

L'existence d'un contrat d'accès au réseau de distribution en vigueur est indispensable pour attester que le site est raccordé au système électrique (et ainsi que les ajustements ou effacements qui seront effectués le seront sur le système électrique), que le site dispose d'un RE (pour la correction des bilans), d'un fournisseur (pour l'organisation des flux financiers lors d'effacement sur des sites de soutirage) et pour définir la catégorie injection ou soutirage du site.

Les nouvelles opportunités de valorisation fournies par les mécanismes de marché sont susceptibles d'inciter les sites à de nouveaux comportements dans leur accès au réseau (couplages de capacités d'injection, …). Ainsi la question du respect par les sites du contrat d'accès au réseau est une question légitime et a été soulevée en GT. Les GRD ont demandé à ce que les règles des mécanismes de marché prévoient l'exclusion d'un mécanisme de marché d'un site si le mode de participation envisagé du site au mécanisme n'est pas compatible avec les conditions de son contrat d'accès au réseau.

Le respect des règles d'accès au réseau relève de l'engagement du site vis-à-vis du GRD (directement en cas de contrat CARD ou par l'intermédiaire du fournisseur en cas de contrat unique). Cet engagement et les conséquences encourues par le site en cas de manquement sont portés par le contrat d'accès au réseau de distribution. Ainsi, les règles des mécanismes de marché ne sont pas le véhicule adapté pour que les exigences portées dans le contrat d'accès au réseau de distribution soient respectées. Néanmoins, il convient de s'assurer que les titulaires des contrats d'accès au réseau sont bien informés de leurs engagements et qu'un échange avec le GRD soit assuré. Ceci peut se faire de plusieurs façons :

i. Par une information, émise par le GRD, visant à rappeler les engagements du contrat d'accès au réseau à tous les sites intégrant un périmètre (démarche possible dans la mesure où le GRD dispose de la connaissance des sites, comme évoqué au paragraphe 4.1) ;

ii. Par une exigence, inscrite dans les règles des mécanismes de marché, de reconnaissance par les sites des conditions de leur accès au réseau. Cette reconnaissance pourrait être formalisée dans l'accord du site ;

iii. Par l'existence d'un droit pour le GRD, écrit dans les règles des mécanismes de marché, de refus d'intégration d'un site dans un périmètre si le mode de participation envisagé (dont l'information au GRD deviendrait, dans ce cas, requise) par le site n'est pas compatible avec le contrat d'accès au réseau de distribution.

3. DONNEES POUR LE CONTROLE DU REALISE

Les méthodes de contrôle de réalisé des ajustements (sur sites d'injection ou de soutirage) ou des effacements au service du marché, en vigueur ou figurant comme certifiées applicables dans le projet de règles NEBEF nécessitent de disposer des données de mesure de l'injection ou du soutirage site à site.

Dans ce cadre, les règles MA « classiques », les règles transitoires « ajustements diffus » et le projet de règles NEBEF mis en consultation en mai 2013, ont apportées diverses réponses quant au périmètre de la mesure et à l'identité du fournisseur de la mesure.

En effet, en l'absence de données de courbes de charges, issues des systèmes métrologiques des GRD pour certains sites participant à ces mécanismes, il s'avère nécessaire pour ne pas freiner le développement des capacités d'effacement et d'ajustement, d'utiliser à court terme des données mesurées par les opérateurs d'ajustement ou d'effacement. D'un point de vue opérationnel, à ce stade le critère télérelevé/profilé du dispositif RE est adapté pour segmenter les situations où les données du GRD sont utilisées et celles où les données de l'opérateur le sont.

Afin de mesurer l'impact produit par une capacité sur le système électrique, il est nécessaire que la mesure porte sur l'intégralité de cet impact. Aujourd'hui, l'hypothèse est faite que la mesure de la totalité de l'injection ou du soutirage du site conduit à capter cet impact. En effet, dans le cas où, au sein d'un site, les consommations de différents appareils sont susceptibles de se substituer les uns aux autres, la mesure d'une partie du site ne permettrait pas d'assurer que l'effet mesuré corresponde à l'impact réel sur le système électrique.

Ainsi, quand les données sont fournies par l'opérateur, il est exigé que la mesure soit effectuée au niveau du compteur qui constitue le point de connexion du site avec le système électrique.

Afin d'éviter l'exclusion de capacités déjà créées (pour lesquelles cette exigence n'existait pas à l'origine) ainsi que l'exclusion de sites dont les compteurs peuvent difficilement être instrumentés (télé-information client (TIC) non active ou difficilement accessible), il peut être prévu une dérogation pour les sites dont la TIC n'était pas active lors de l'installation des systèmes par l'opérateur ou pour lesquels la TIC n'est pas « raisonnablement » accessible.

Dans les situations où les données utilisées seraient fournies par l'opérateur d'effacement, la confiance de tous dans leur intégrité et leur fiabilité doit être assurée. Les dispositions afférentes du projet de règles « NEBEF » prévoyant la mise en place de contrôles basés sur le futur cahier des charges de « qualification » ont cette vocation et pourraient être généralisées.

La problématique des données utilisées pour le contrôle de réalisé devra nécessairement être réinterrogée en fonction des dispositions réglementaires afférentes, des résultats des tests de méthodes de contrôle de réalisé basées sur l'évaluation individuelle de l'effacement ainsi que de celles ne requérant pas l'exhaustivité des mesures des sites (méthode des panels). Notamment, si ce dernier type de méthode était validé la question de la fourniture des données, portant sur un sous-ensemble des sites, pourrait trouver une solution à partir des systèmes métrologiques des GRD.

4. MODALITES, PROCESSUS DE PARTICIPATION ET ROLE DES GRD

4.1 Rôle des GRD dans les processus de gestion des périmètres

La gestion des périmètres consiste (i) au traitement des demandes d'évolution des périmètres d'effacement, (ii) à la réalisation des contrôles du respect des conditions portant sur les sites et les périmètres et (iii) à la fourniture à RTE d'informations nécessaires à la mise en œuvre des mécanismes (calcul de clé de répartition pour l'affectation d'énergies et des flux financiers, …).

Lors de la concertation sur les règles NEBEF, un débat important a été soulevé sur le rôle que peuvent tenir les GRD dans la gestion des périmètres dont les termes ont été exposés dans la délibération de la CRE du 31 janvier 2013. La CRE a noté en effet, d'une part, que certains acteurs de marché ont estimé que l'attribution de ce rôle aux GRD « soulèverait *des problématiques d'ordre concurrentiel, dans la mesure où certains GRD envisageraient de prendre part à l'activité d'effacement* » et, d'autre part, que « *certains acteurs considèrent qu'il n'est pas souhaitable que les GRD soient en mesure d'identifier les sites situés dans le périmètre d'un opérateur d'effacement* ».

Ainsi, considérant que l'identification des sites « *pourrait techniquement être centralisée, sur la base des données fournies par les opérateurs d'effacement et les GRD* », cette délibération a demandé à RTE d'instruire un scénario où la gestion des périmètres serait centralisée, par RTE, sur la base d'informations fournies par les GRD sans que les GRD ne disposent de la connaissance des sites participants au mécanisme.

L'analyse menée par RTE, en coordination avec les GRD, suite à cette délibération de la CRE a conduit RTE à maintenir la proposition de gestion des périmètres par le GRD. Cette proposition est basée, d'une part, sur l'inutilité, au vu des décrets 2012-1405 (mécanisme de capacité) et 2001-630 (confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseau) de la mise en place une gestion des périmètres « centralisée » pour éviter l'accès par le GRD à la connaissance des sites participant à l'activité d'effacement et, d'autre part, au besoin exprimé par les GRD d'accéder à ces informations pour des motifs de sécurité et de sûreté du RPD. Cette analyse est détaillée dans la note « 2013 04 18 NEBEF Scénarios rôle des GRD_Vdiff » envoyée le 13/05/2013 en accompagnement de la mise en consultation du projet de règles NEBEF.

La gestion des périmètres pour les sites raccordés au RPD sur l'ensemble des mécanismes de marché pourrait être réalisée par les GRD.

4.2 Structure des périmètres

La structure des périmètres (entités d'ajustement et d'effacement) présente des disparités notables entre les règles sur le MA (« classiques » et « ajustements diffus ») et le projet de règles NEBEF.

Les différentes règles du MA définissent des entités d'ajustement « multi-GRD » pouvant contenir des sites raccordés au RPD de GRD différents. Les EDA télérelevées définies dans les règles « classiques » sont « mono-RE » (composées de sites rattachés au même RE) alors qu'aucune contrainte particulière n'est imposée sur les EDA profilées définies dans les règles « ajustements diffus » (ce qui découle logiquement de l'absence de correction des périmètres).

Le projet de règles expérimentales NEBEF instaure des entités d'effacement « mono-GRD ». De plus les entités de type télérelevé sont « mono-RE » et « mono-fournisseur ». A terme, un schéma avec des entités « multi-GRD » serait favorable au développement de l'effacement au service des marchés.

Les différences entre les structures actuelles du MA et de NEBEF s'expliquent essentiellement pour des raisons qui tiennent aux contextes existants lors de la construction et de l'évolution de ces mécanismes. En particulier, la notion de fournisseur (et ainsi l'exigence de type « mono-fournisseur ») n'existe pas pour les ajustements basés sur l'effacement de sites de soutirage. Dans la continuité des travaux NEBEF, la question de l'introduction de la notion de fournisseur dans les règles du MA pourrait être instruite.

A des fins de lisibilité et de cohérence et dans la mesure où les mécanismes eux-mêmes ne le justifieraient pas, il pourrait s'avérer pertinent d'utiliser une structure similaire pour les entités d'ajustement et d'effacement.

Comme c'est déjà le cas sur le MA (et non dans le projet NEBEF), il est pertinent que les entités soient « multi-GRD ». Ceci permet à un opérateur de pouvoir constituer des entités avec des sites raccordés sur le RPD géré par des ELD tout en respectant les seuils minimums de puissance pour ces entités (10 MW sur le MA et 1 MW sur NEBEF).

Vu que les méthodes de contrôle du réalisé actuellement en vigueur ne sont pas additives, le caractère « mono-RE » des entités demeure nécessaire à une correction précise du bilan du RE sans avoir recours à une règle de répartition entre les RE impactés[2]. Pour la même raison, dans les mécanismes où un flux financier vers le fournisseur des sites effacés est mis en place, le caractère « mono-fournisseur » est nécessaire. C'est le cas pour le projet de mécanisme NEBEF et pourrait le devenir si la notion de fournisseur était introduite dans le MA.

Cette contrainte « mono-RE » et « mono-fournisseur » est crédible pour les sites de taille importante, en nombre limité, où les efforts de collecte par l'opérateur des informations nécessaires (fournisseur et RE) à la constitution d'entités « mono-RE » et « mono-fournisseur » sont raisonnables (ramenés à la puissance délivrée). Pour les sites de petite taille, en nombre important, où l'effort de collecte des informations nécessaires par l'opérateur pourrait être économiquement rédhibitoire, il semble plus adapté de permettre des entités « multi-RE » et « multi-fournisseurs » en ayant recours à une règle de répartition pour la correction des bilans des RE concernés et si besoin les flux financiers vers les fournisseurs.

Il fait donc sens de distinguer deux structures d'entités différentes selon la taille des sites qui la composent. Plusieurs choix de critères pour effectuer cette segmentation sont possibles.

[2] Cette contrainte « mono-RE » pour les entités télérelevées pourraient être levée si des méthodes de contrôle du réalisé « additives » étaient utilisées. Dans ce cas il deviendrait possible d'effectuer le contrôle du réalisé sur la maille des unités « mono-RE » puis d'obtenir le réalisé à la maille d'une entité (« multi-RE ») par addition.

Sous l'hypothèse normative que les sites profilés correspondent à des sites de petite taille (au sens des impacts d'une activation) et les sites télérelevés à des sites de grande taille, la segmentation télérelevé/profilé, servant à ce stade à définir la provenance (OE ou GRD) des données pour le contrôle du réalisé, apparaît comme une distinction conceptuellement et opérationnellement crédible. D'autres critères de segmentation basés sur la puissance souscrite des sites ou la capacité (d'effacement, d'ajustement) déclarée par l'opérateur pourrait être aussi envisageable. Les figures suivantes décrivent ainsi la structure des entités RPD (selon le type télérelevé/profilé).

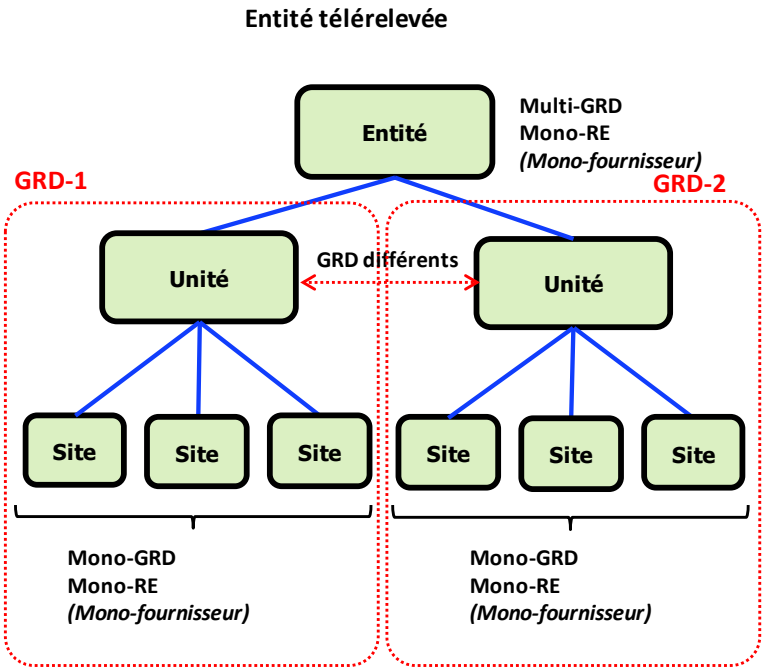


Figure 2: Structure des entités télérelevées

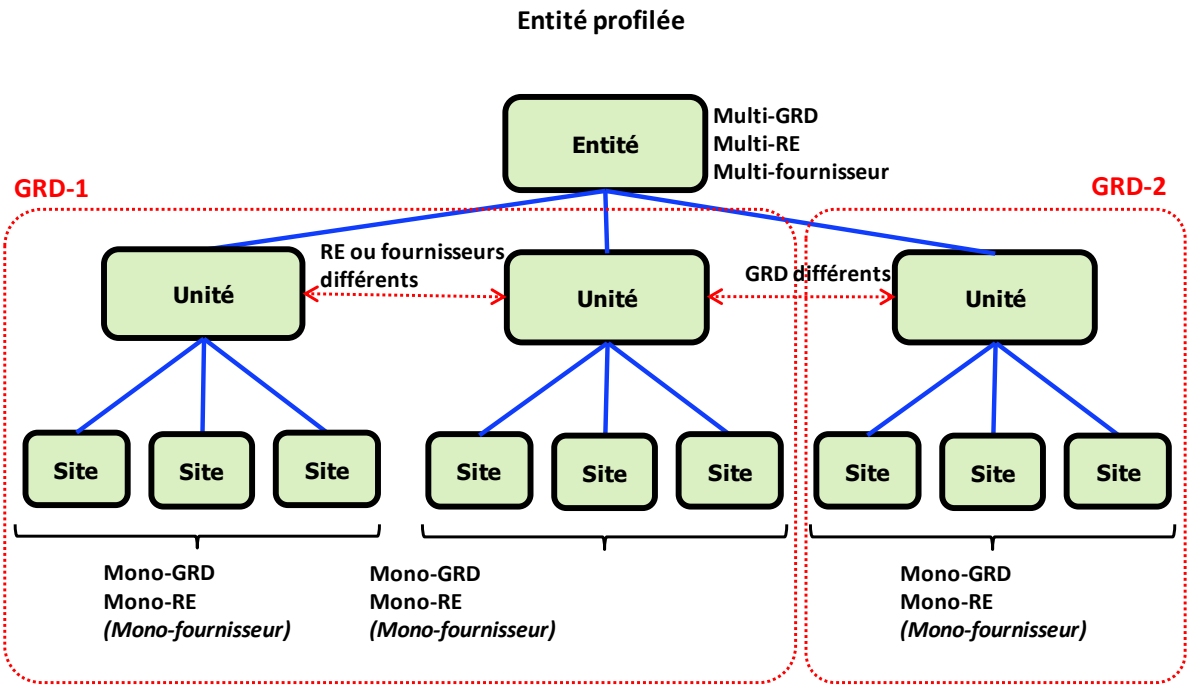


Figure 3: Structure des entités profilées

De plus, un même service ne pouvant être valorisé plusieurs fois, un site ne peut, pour chaque mécanisme, n'être présent que dans une seule entité. Cette exigence pourrait être précisée dans les règles sur la constitution des entités, ce qui n'est aujourd'hui le cas que dans le projet de règles NEBEF.

4.3 Processus de gestion des périmètres

Les processus de gestion des périmètres, qui ont été particulièrement travaillées dans le cadre des règles NEBEF, pourraient être déclinés sur le MA.

Ceci comporte les modalités d'appui par le GRD à l'identification des sites, les processus d'évolution des périmètres (création et retrait d'EDA, ajout et retrait d'UA, ajout et retrait d'un site), les délais de prise en compte et la fréquence de mise à jour des périmètres.

A la différence du projet de règles NEBEF, les EDE et EDA sont « multi-GRD » dans la l'option évoquée au paragraphe 4.2. Cependant, les processus décrits dans le projet de règles NEBEF sont compatibles avec le caractère « multi-GRD », dans la mesure où c'est RTE qui gère l'ensemble des évolutions de périmètre à la maille entité (ajout/retrait d'unités dans une entité).

5. BESOINS D'ECHANGES D'INFORMATIONS ENTRE GESTIONNAIRES DE RESEAU

Les activations[3] de capacités RPD impactent nécessairement les flux sur les réseaux de distribution et de transport. Les gestionnaires de réseaux (GRT et GRD) expriment le besoin de disposer d'information sur ces flux afin notamment d'anticiper les impacts sur les réseaux pour prendre, si besoin, les mesures adéquates (y compris une demande de non-activation comme évoqué en 6.1) et afin de pouvoir analyser a posteriori ces flux pour les intégrer dans les études de développement de réseau. Pour répondre à ces besoins relatifs à l'exploitation et au développement des réseaux, de nouveaux flux d'information pourraient être prévus dans les règles.

5.1 Information du GRD

5.1.1 Information du GRD sur les programmes d'effacement (NEBEF)

Le projet de règles NEBEF prévoit déjà l'information du GRD sur les programmes d'effacement (à la maille EDE) sur son réseau. L'évolution sur la structure des EDE (passant de « mono-GRD » à « multi-GRD ») impliquerait une modification de l'information transmise pour prendre en compte que seule une partie du programme d'effacement est effectuée sur le réseau d'un GRD. L'information fournie au GRD pourrait correspondre à un prorata des programmes d'effacement selon les capacités de l'EDE raccordées au réseau du GRD.

En fonction du REX NEBEF en particulier, il conviendra de s'interroger sur la nécessité ou non d'identifier plus finement les programmes d'effacement.

5.1.2 Information du GRD sur les offres d'ajustement

Dans l'optique de pouvoir permettre à un GRD d'éviter l'activation par RTE (comme évoqué en 6.1.1) d'une offre d'ajustement posant des problèmes sur le RPD, le GRD pourrait être informé, au moment de leur soumission (ou de leur modification), des offres d'ajustement quand celles-ci se font sur des EDA contenant des UA de sites sur le RPD géré par le GRD. Les EDA étant multi-GRD, les informations en puissance et énergie correspondraient à un prorata des offres d'ajustement selon les capacités de l'EDA raccordées au réseau du GRD.

Au moment de l'activation d'une offre, simultanément à l'ordre d'activation, RTE pourrait informer le GRD. Ceci serait possible à condition que les activations d'offres d'ajustement RPD soient informatisées. Ce procédé a été testé, avec succès mais sur un périmètre limité et des modalités expérimentales, dans l'expérimentation Bretagne.

5.2 Information du GRT

L'anticipation des impacts sur les réseaux des activations de capacités RPD nécessite la connaissance par le gestionnaire de réseau concerné de la localisation des sites participant au mécanisme. A la différence du GRD, le GRT ne dispose a priori pas de l'information des sites qui sont raccordés au RPD.

[3] Le terme « activation » est utilisé de façon générique dans ce document que ce soit pour désigner une activation sur le MA ou l'exécution d'un programme d'effacement dans le mécanisme NEBEF.

Cette problématique d'identification de la localisation électrique « RPT » des capacités RPD a été exclue des règles MA « classiques » et « ajustements diffus ». Cependant, cette information de localisation électrique, à la maille du poste source, est nécessaire pour l'exploitation du RPT.

Les dispositions actuelles du projet de règles NEBEF, prévoyant la fourniture d'une information agrégée par poste source des capacités (et non des activations) de chaque entité pourraient être étendues au MA. Cette information serait fournie par le GRD à RTE lors de toute évolution du périmètre d'effacement. Cette capacité d'ajustement par poste source correspond à une répartition (basée sur une configuration du RPD de référence) sur les postes sources des capacités d'ajustement définies par site et fournies par l'acteur d'ajustement au moment de l'ajout des sites dans un périmètre.

6. GESTION DES CONTRAINTES DES RESEAUX (RPD ET RPT)

6.1 Impacts sur les réseaux de la participation des capacités aux mécanismes de marché et leviers nécessaires aux gestionnaires de réseaux

6.1.1 Impacts sur le RPD et leviers nécessaires au GRD

Lors de la concertation, les GRD ont exposé les impacts possibles sur le RPD liés à la participation des capacités RPD à ces mécanismes. Les GRD identifient le fait que les activations de ces capacités sur ces mécanismes sont susceptibles de les placer dans l'incapacité de gérer le RPD en en respectant les caractéristiques techniques ou contractuelles (niveaux de tensions, contraintes de transit, …).

Ces difficultés proviennent du caractère simultané des variations de puissance des sites lors d'activations sur le MA ou NEBEF alors que le RPD a été dimensionné, notamment lors du raccordement des sites, avec des hypothèses de foisonnement des variations de puissance des sites (et donc en l'absence d'information quant à la participation de ces sites à des mécanismes de marché tels qu'ils existent aujourd'hui). Dans le cas d'activation individuelle d'un site même de forte puissance, aucune difficulté ne devrait être rencontrée.

Les GRD ont présenté des cas simulés où les activations de capacités RPD peuvent porter atteinte à sécurité et la sûreté du RPD. Les GRD mettent en avant que de telles situations pourraient se produire dans le cas de développements importants, localement concentrés, de capacités RPD activées sur le mécanisme d'ajustement, sur le mécanisme NEBEF ou sur tout autre mécanisme de marché impliquant un appel synchrone à des capacités RPD.

Le REX de l'expérimentation Bretagne, non diffusé à ce jour, devait porter en particulier sur « les conséquences pour le RPD et ses utilisateurs des activations et désactivations simultanées des capacités ». D'autres expérimentations à venir devront également concourir à mieux caractériser les cas exposés.

Si la fréquence et la gravité des situations pour lesquelles l'activation de capacités porte atteinte à la sécurité et la sûreté du RPD ne sont pas connus à ce stade émergent du développement des capacités RPD, la demande des GRD de disposer de leviers pour éviter les activations générant des difficultés ne peut être ignorée.

Il apparaît ainsi nécessaire de déployer progressivement dans les règles de marché des dispositions permettant aux GRD de disposer des leviers pour traiter la problématique décrite ci-dessus, et notamment de sursoir à l'activation « physique » d'une capacité (ceci étant entendu indépendamment du traitement contractuel ou économique de cette décision, pour lequel différents modèles sont envisageables). Ces non-activations pourraient être complètes (non-activation du programme d'effacement ou de l'offre d'ajustement) ou partielles (non-activation de quelques sites dans un programme d'effacement ou une offre d'ajustement) et devraient s'insérer dans le processus opérationnel des mécanismes. Pour le mécanisme d'ajustement, cette possibilité pour le GRD d'éviter une activation devrait intervenir lors de la soumission ou modification d'une offre mais ne peut s'opérer au moment de l'activation. En effet, il n'est pas envisageable pour la sécurité du système électrique qu'au moment de l'activation par RTE d'une offre d'ajustement, un échange préalable avec le GRD soit exigé et que l'activation puisse être empêchée.

6.1.2 Impacts sur le RPT et leviers nécessaires au GRT

RTE identifie le fait que les activations de capacités localisées sur le RPD, tout comme c'est le cas pour les capacités localisées sur le RPT, sur les mécanismes de marché sont susceptibles de générer aussi des difficultés pour le RPT. Il convient néanmoins de distinguer le mécanisme NEBEF du MA.

- NEBEF

  Les premières analyses de RTE concernant les impacts des activations NEBEF ne prévoient pas à court-terme d'influence significative de la gestion des flux sur le système électrique, les volumes étant limités et probablement répartis.

- MA

  Sur le MA, RTE est susceptible d'être confronté à des problèmes de congestion lors de l'activation de capacités localisées (ce qui a priori concerne essentiellement les capacités raccordées au RPT). Cependant, RTE étant le donneur d'ordre d'activation et disposant d'un droit légal[4] de non-activation d'une offre pourtant dans la préséance économique, les offres d'ajustement qui pourraient générer ce type de contraintes ne sont pas activées.

  Par ailleurs, le MA étant un mécanisme utilisé par RTE pour résoudre les problèmes de congestion du RPT, il est nécessaire que RTE dispose de capacités présentant une unité de localisation électrique. Les capacités de production raccordées au RPT présentent cette caractéristique et sont tenues d'offrir la totalité de leur capacité de modulation sur le MA. Il pourrait s'avérer pertinent d'un point de vue économique que les capacités RPD présentent aussi une unité de localisation électrique RPT. L'émergence de telles capacités peut se faire par l'intermédiaire d'incitations à la localisation des capacités (comme effectué dans l'appel d'offre de l'expérimentation Bretagne) ou l'introduction de contraintes de localisation (obligation de localisation sur une maille à définir). Afin d'éviter à ce stade de contraindre l'émergence de capacités RPD, le recours à cette seconde option n'est pas envisagé à court-terme.

6.2 Régimes économiques de traitement des contraintes réseau (RPD et RPT)

La question des éventuels impacts sur les réseaux des activations de capacités (RPD ou RPT) et de la meilleure façon de les prévenir (fourniture par l'opérateur de service de « non-activation », existence de modalités d'activation, …) n'a jusqu'ici que peu été traitée par les travaux de la CAM et n'a donc pas fait l'objet de dispositions dans les règles du MA et de NEBEF, à l'exception des offres d'activation sur le MA générant des congestions RPT.

Comme évoqué en 6.1, les GRD devraient disposer de leviers pour éviter les activations susceptibles de générer des difficultés sur le RPD. L'utilisation des ces leviers doit être associée à l'identification d'un régime économique et contractuel associé. Cette question du régime économique de traitement des contraintes RPD fait partie d'une question plus vaste intégrant le traitement des contraintes RPT et les éléments de réflexion ci-dessous s'appliquent au traitement des contraintes réseau dans leur ensemble.

[4] L'article L.321-10 du code de l'énergie prévoit que RTE sollicite les offres d'ajustement qui lui sont soumises par les acteurs de marché en tenant compte de la « *préséance économique* » et « *sous réserve des contraintes techniques du réseau* » de transport

Les régimes identifiés et décrits ci-dessous ont vocation à donner un cadre à la réflexion en présentant des alternatives contrastées du champ des possibles, sachant que des solutions intermédiaires, mixant ces régimes sont également possibles. Ils sont synthétisés en Figure 4.

6.2.1 Régimes où les coûts des contraintes réseau sont mutualisés

Dans cette catégorie de régimes, les opérateurs ne portent aucune limitation dans leur participation au mécanisme de marché.

Si pour des contraintes réseau, le gestionnaire de réseau (GR) demande à l'opérateur une adaptation de son activation (limitation, modalité particulière, …), la mise en œuvre de cette adaptation est un service que fournit l'opérateur au GR et ce service donne lieu à une rémunération par le GR. Ainsi, les coûts induits par la mise en œuvre de cette adaptation ne sont pas portés par l'opérateur mais sont mutualisés (auprès de la base de financement du GR).

6.2.1.1 Régime sans encadrement dans les règles

Dans ce régime, l'opérateur ne porte aucune limitation dans sa participation au mécanisme de marché mais peut fournir au GR un service d'adaptation de ses activations dont la contractualisation (avec le GR) est effectuée librement, c'est-à-dire qu'aucune disposition des règles ne l'encadre (tant sur les aspects opérationnels des limitations et modalités d'activation que sur les aspects économiques).

En renvoyant à une contractualisation, dont le GR serait demandeur, ce régime implique, en échange, la mise en place d'une rémunération par le GR pour l'obtention des limitations ou modalités contraignantes d'activation.

Une variante de ce régime consisterait à mettre en place un encadrement minimal dans un texte à définir de façon à imposer à l'opérateur l'obligation de proposer le service au GR sur la base de coûts justifiés engendrés pour l'opérateur.

6.2.1.2 Régime avec fourniture de service au GR encadrée dans les règles

Dans ce régime, l'opérateur ne porte aucune limitation dans sa participation au mécanisme de marché mais doit fournir au GR un service d'adaptation de ses activations qui est encadrée par les règles du mécanisme de marché. Ainsi les règles précisent (i) les modalités opérationnelles permettant au GR de solliciter ce service (i.e. service de non-activation de capacités pouvant poser des problèmes d'exploitation du réseau) et (ii) les modalités financières associées à la sollicitation de ce service[5].

En conférant, par les règles, la possibilité pour le GR d'éviter une activation, ce régime est une solution à la problématique de sûreté et sécurité du réseau.

En pratique, cette non-activation pourrait concerner une entité ou une sous partie de cette entité permettant de solutionner la contrainte.

[5] Ce régime de fourniture de service au GR encadré par les règles ne présente d'intérêt que si ce droit est associé à la mise en place de modalités de rémunération pour les acteurs subissant un impact financier dû à la non-activation.
En effet, dans le cas contraire, ce régime présenterait des caractéristiques similaires au régime d'autorisation : il confierait au GR le même droit de blocage complet des activations sans rémunération.

Néanmoins, cet encadrement dans les règles pourrait ne pas permettre seul, pour chaque situation locale du réseau, l'atteinte des solutions économiquement les plus pertinentes pour le système. En particulier, dans certaines situations locales, des solutions alternatives aux solutions qui seraient écrites dans les règles peuvent être envisagées.

6.2.2 Régimes où les coûts des contraintes réseau sont portés par l'opérateur

Dans cette catégorie de régimes, des limitations, reflétant les contraintes réseau, sont imposées aux opérateurs dans leur participation au mécanisme de marché. Ainsi les coûts des limitations sont portés par les opérateurs.

6.2.2.1 Régime de participation soumise à des conditions standardisées

Ce régime consiste à soumettre la participation au mécanisme de marché au respect par l'opérateur de conditions publiées et standardisées reflétant les contraintes du réseau. Ces conditions sont publiées dans un texte qui peut être les règles du mécanisme de marché (approuvées par la CRE) ou la documentation technique de référence du GR (non approuvée par la CRE).

Les conditions standardisées pourraient par exemple porter sur (i) des critères de désynchronisation et (ii) la maîtrise de l'effet rebond pour les effacements.

6.2.2.2 Régime de participation soumise à autorisation du GR

Ce régime consiste à conditionner, dans les règles, la participation au mécanisme de marché d'une capacité à la fourniture par le GR d'une autorisation.

Celle-ci peut se décliner sur différentes plages temporelles : l'autorisation peut être exigée lors de la constitution des périmètres, en amont de chaque activation, …

L'exigence de cette autorisation du GR permet à ce dernier de définir les conditions de participation et d'imposer, si besoin, des limitations d'activation reflétant les contraintes réseau.

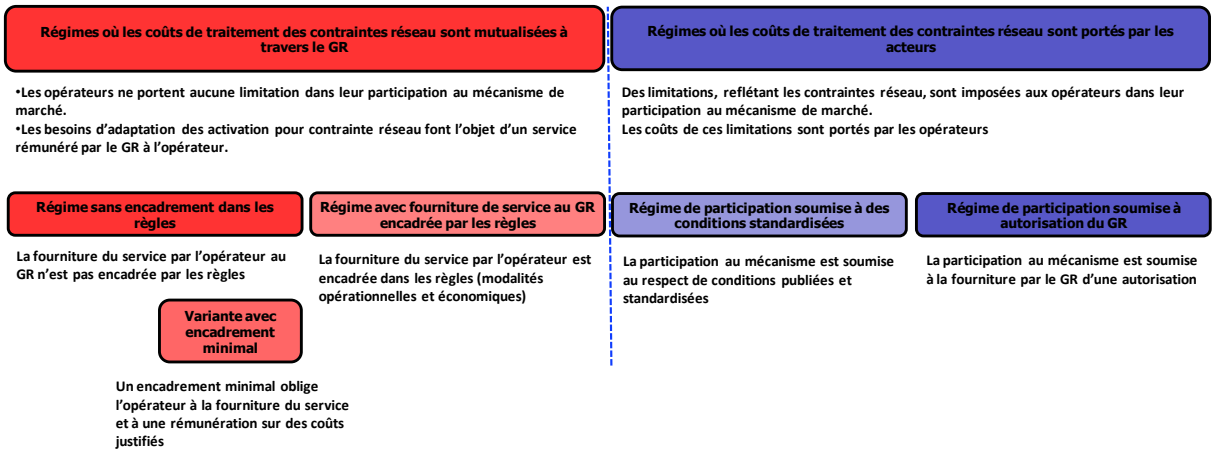


Figure 4: Régimes de traitement des contraintes réseau

6.3 Discussion sur les différents régimes

6.3.1 Réponse aux besoins techniques

Le besoin des GR de disposer de leviers permettant d'éviter une activation posant une difficulté pour le réseau n'est pas compatible avec le régime sans encadrement dans les règles, sauf à l'assortir d'une obligation pour l'opérateur de fourniture du service de non-activation au GR.

Le régime de participation soumise à des conditions standardisées présente la difficulté pour le GR d'être en mesure de définir des conditions applicables sur l'ensemble du système électrique et suffisante pour éviter les contraintes réseau et pourrait conduire ainsi à un surdimensionnement des conditions de participation. En outre, le fait que plusieurs opérateurs soient situés sur la même zone électrique et dans les mêmes plages temporelles, pourrait poser des problèmes opérationnels quant à l'application de conditions standardisées et deviendrait de ce fait très complexe à mettre en œuvre opérationnellement.

6.3.2 Pré-requis nécessaires à la mise en place des régimes de mutualisation des coûts

Les régimes impliquant une mutualisation des coûts via la rémunération par le GR d'un service rendu par l'opérateur nécessitent que les coûts soient reconnus et couverts. Cette question doit être traitée nécessairement avec le régulateur.

6.3.3 Considérations sur les arbitrages économiques

Les régimes où les coûts sont mutualisés par l'intermédiaire du GR envoient une incitation au GR au meilleur arbitrage économique entre l'ensemble des solutions de gestion des contraintes réseau à sa disposition (notamment le renforcement du réseau) et les coûts associés aux limitations d'activations. Ceci suppose que les GR disposent des leviers de développement sur le réseau (pouvoir de décision) et que d'autres mécanismes mis en place pour réguler les investissements réseau ne distordent pas cet arbitrage économique.

A contrario, les régimes où les coûts sont portés par les opérateurs permettent d'envoyer aux opérateurs un signal économique incitatif à la meilleure configuration des capacités (localisation, désynchronisation, maîtrise de l'effet rebond, non-activation momentanée de quelques sites, …) dans les situations de contraintes réseau.

Les régimes où les coûts sont mutualisés par l'intermédiaire du GR engendrent des risques liés au pouvoir de marché des opérateurs, qui peuvent être encadrés par des dispositifs de régulation adaptés.

6.3.4 Cohérence avec l'architecture de marché

Le marché « énergie » en France est un marché de type « zonal » dans lequel les acteurs de marché, une fois leurs capacités intégralement raccordées au réseau, n'ont pas à prendre en compte les contraintes réseau et n'en supportent pas les coûts.

Ainsi deux cadres de réflexion peuvent être développés :

i. Une vision se fondant sur le fait que la participation des capacités aux mécanismes de marché implique des comportements nouveaux (variations simultanées de puissances appelées sur un périmètre de sites, cf. infra), non détectés au moment du raccordement et justifie à ce titre une nouvelle étape dont les modalités pourraient être comparables à celles du raccordement.

   Cette vision pourrait légitimer le régime de participation soumise à autorisation du GR.

ii. Une vision réaffirmant sans le modifier le modèle « zonal » de l'architecture du marché électrique français, avec des acteurs de marché non soumis économiquement aux limitations du réseau et avec une mutualisation des coûts des contraintes réseau via les gestionnaires de réseaux.

   Appliquée au mécanisme NEBEF – disposition spécifique du marché « énergie » (disposition d'échange régulé de blocs d'énergie) – dans un souci de cohérence avec les dispositions s'appliquant aux capacités de production (dont les modifications de programme sont rémunérées à traves le MA), conformément à la directive européenne 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, cette vision légitimerait un régime où les coûts sont mutualisés.

   Concernant le mécanisme d'ajustement, deux interprétations de la préséance économique sont possibles.

   Le mécanisme d'ajustement assure plusieurs fonctions au service des missions de RTE. Il permet à RTE (i) d'assurer en temps réel l'équilibre offre-demande et (ii) de résoudre les congestions du RPT.

   L'article L.321-10 du code de l'énergie prévoit que RTE sollicite les offres d'ajustement qui lui sont soumises par les acteurs de marché en tenant compte de la « *préséance économique* » et « *sous réserve des contraintes techniques du réseau* » de transport.

   Le mécanisme d'ajustement a historiquement été conçu comme un mécanisme dont la seule vocation est de fournir, au moindre coût pour les RE (cas des ajustements pour équilibre offre-demande) et les utilisateurs du RPT (cas des ajustements pour congestions RPT), les ajustements dont le système électrique a besoin en neutralisant financièrement pour les acteurs d'ajustement (historiquement les producteurs) les coûts de mise en œuvre des ajustements. Il n'a pas été initialement conçu comme une potentielle source de revenu pour des acteurs d'ajustement.

   Ainsi les principaux choix de conception ont été élaborés dans cet objectif. En particulier, la rémunération des modifications de programme à la valeur proposée par les acteurs (« pay as bid ») et non à un prix de marché centralisé (« pay as cleared ») traduit ce principe initial d'indemniser les acteurs pour le coût engendré par la mise en œuvre des ajustements.

   Cette logique implicite de neutralisation financière pour les acteurs d'ajustement, a conduit à évacuer dans les règles MA/RE la question de l'impact économique pour les acteurs d'ajustement des limitations d'activations pour contraintes réseau. Ceci a conduit à la possibilité, pour RTE, d'écarter une offre générant ou aggravant des congestions RPT sans indemnisation. Ce même principe pourrait être étendu au RPD.

Cette conception initiale est aujourd'hui questionnée par le développement de nouveaux modèles d'affaires pour lesquels la participation au mécanisme d'ajustement constitue une source majeure (voire parfois la seule) de recettes. Ceux-ci, pour qu'ils soient économiquement viables, requièrent que les coûts (et notamment les coûts d'investissements initiaux dans la capacité) soient couverts par la rémunération fournie par les activations sur le MA ou les contrats de réservation de puissance pour livraison sur le MA. Pour ces modèles d'affaires, les limitations d'activation pour causes réseau peuvent avoir un impact économique. L'augmentation des recours et des demandes venant d'acteurs d'ajustement de justification des situations où leurs offres, pourtant « dans la préséance économique », ne sont pas activées témoignent du questionnement croissant sur cette question.

Ainsi à la logique initiale dans laquelle le MA est une instance de dernier ressort permettant à RTE de corriger les déséquilibres rémanents du marché en recherchant systématiquement la solution la moins onéreuse, s'oppose une autre logique dans laquelle le MA est conçu comme un espace de valorisation en propre régi par une règle de préséance économique interprétée au sens strict (toute offre *dans* la préséance doit être activée même si elle engendre d'autres types de coût).

L'interprétation « service à coût minimal pour le système sans engagement (vis-à-vis des acteurs d'ajustement) d'activation selon la préséance économique » pourrait légitimer une orientation vers des régimes où les coûts des contraintes réseau sont portés par les acteurs. D'autres parties (RE et RTE) que l'opérateur d'ajustement sont aussi impactées par une non-activation pour contrainte réseau car des offres de remplacement plus coûteuses sont dès lors mises en œuvre.

L'interprétation « engagement d'activation selon la préséance économique » pourrait légitimer une orientation vers un régime où les coûts des contraintes réseau sont mutualisés.

7. FINANCEMENT DES ACTIVITES EFFECTUEES PAR LE GRD

Les différentes règles n'ont pas mis en œuvre de solutions homogènes sur le financement des activités effectuées par les GRD au titre des mécanismes de marché. Si la question ne s'est pas posée pour les règles « ajustements diffus » où les GRD ne jouent aucun rôle, les règles MA « classiques », « expérimentales Bretagne » et NEBEF prévoient à des degrés divers l'exécution de certaines activités par les GRD (envoi de données à RTE, gestion des périmètres). Seul le projet de règles NEBEF a aujourd'hui prévu un financement spécifique de ces activités.

Dans les options évoquées ci-dessus, le GRD a la responsabilité (i) de la gestion des périmètres d'effacement et (ii) de la fourniture des données de comptage pour le contrôle du réalisé (cas des sites télérelevés). Par ailleurs, la participation des capacités RPD aux mécanismes de marché est susceptible de générer un besoin supplémentaire d'études réseau.

7.1 Gestion des périmètres

Si l'activité de gestion des périmètres peut présenter certaines mutualisations possibles (en terme de SI, notamment) avec d'autres missions exercées par le GRD (et déjà financées), celle-ci requiert néanmoins des actions spécifiques (vérifications, calculs de clés de répartition, …). Cette activité pourrait être financée à l'instar de ce qui existe pour les activités de RTE dans le cadre de la mise en œuvre des mécanismes de marché.

L'origine du financement est à identifier et peut légitimement dépendre du mécanisme de marché. Pour les activités associées au mécanisme d'ajustement, mécanisme au service du système électrique, le financement pourrait être mutualisé. Pour les activités associées au mécanisme NEBEF, au service des opérateurs d'effacement, le financement pourrait être assuré par les opérateurs d'effacement.

7.2 Fourniture des données de comptage pour le contrôle du réalisé

La mission de comptage du GRD répond à un financement par le TURPE. Dans le cas des sites télérelevés (i.e. disposant du service de courbe de charge télérelevée), la mise à disposition du titulaire du contrat d'accès au réseau de distribution des courbes de charge télérelevées à une fréquence mensuelle est financée par le TURPE.

L'utilisation de ces données ne saurait occasionner un surcoût sensible pour le GRD que si les exigences attendues sont supérieures aux engagements du GRD dans le cadre du contrat d'accès au réseau.

La fourniture des données à une fréquence hebdomadaire (permettant, contrairement à une fréquence mensuelle, à l'opérateur d'évaluer rapidement la réalité de ses activation et de corriger ses actions si besoin) est ainsi de nature à légitimer des surcoûts. Ces surcoûts pourraient financés selon les mêmes principes que ceux qui seront retenus pour la gestion des périmètres.

7.3 Etudes réseau

L'intégration de nouvelles capacités dans les mécanismes de marché est susceptible de générer un besoin supplémentaire d'étude réseau pour assurer la sûreté et la sécurité du RPD et permettre au GRD d'exercer sa mission visée à l'article L.322-9 du code de l'énergie. Les coûts associés devraient être couverts.

8. LIENS CONTRACTUELS ENTRE LES PARTIES

8.1 Accord de participation du GRD aux règles

L'engagement contractuel du GRD à accomplir les rôles définis dans les règles est appréhendé de plusieurs façons dans les différents jeux de règles analysés. Certaines règles prévoient un engagement explicite du GRD. C'est le cas des règles MA « classiques » où une annexe engage le GRD à transmettre les courbes de charges pour le contrôle du réalisé (seul rôle confié au GRD dans ces règles) et des règles « expérimentales Bretagne » où un accord de participation du GRD aux règles était requis.

La nécessité de ce type d'accord mérite d'être interrogée. Ces règles pourraient s'appliquer de fait au GRD dès lors que celles-ci ont été approuvées par la CRE et publiées officiellement.

Le régime du MA pourrait être aligné sur le projet de règles NEBEF et supprimer tout engagement explicite du GRD à l'accomplissement des rôles définis dans les règles.

8.2 Lien contractuel GRD-Opérateur

L'existence et le contenu du lien contractuel entre le GRD et l'opérateur dépend nécessairement des choix d'organisation de la participation des capacités RPD aux mécanismes de marché. Le principal élément structurant ce lien contractuel découle du régime de traitement des contraintes du RPD.

En l'absence et en l'attente d'un régime de traitement des contraintes du RPD, le lien entre le GRD et l'opérateur pourrait ne concerner que des échanges de coordonnées (pour la mise en œuvre des processus opérationnels et la facturation par le GRD dans le projet NEBEF) et le traitement des échanges d'informations confidentielles entre le GRD et l'opérateur. La proposition effectuée dans le projet de règles NEBEF répond à ce besoin et pourrait à ce stade être repris pour le MA.