

Etude économique qualitative de l'impact de différents modèles de sûreté sur le système électrique français

Date	20 juillet 2016
Statut du document	Version finale
Nom du client	RTE

A propos de Microeconomix

Microeconomix est un cabinet de référence en matière d'expertise économique et de *data science*. Fondé en 2002 par François Lévêque, Professeur d'économie à Mines ParisTech et dirigé par Gildas de Muizon, Expert près la Cour d'appel de Paris, Microeconomix produit des analyses économiques indépendantes à l'appui des réflexions stratégiques de ses clients et de leurs stratégies contentieuses.

Microeconomix réunit une vingtaine d'économistes et de *data scientists* capables de mobiliser leurs compétences techniques sur des sujets variés tels que l'évaluation des effets des fusions, l'évaluation des préjudices économiques, l'analyse économique des secteurs régulés et l'économétrie appliquée aux stratégies d'entreprises.

Avertissement : ce rapport résulte d'une étude réalisée par le cabinet Microeconomix à la demande de la société RTE. Il établit des orientations générales. En conséquence, les informations qu'il fournit ne doivent pas être utilisées par le lecteur sans une validation complète par un conseil professionnel spécifique de Microeconomix. Microeconomix ne pourra être tenu pour responsable des conséquences éventuelles d'une utilisation inadéquate de ce rapport. Toute reproduction totale ou partielle du contenu sans mention de la source est interdite. © Microeconomix, 2016.

Résumé exécutif

1 Contexte et objectif de l'étude

Afin de se prémunir contre un possible déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité et éviter le recours à des moyens exceptionnels (e.g. délestage), les Gestionnaires de Réseau de Transport (GRT) s'assurent de disposer en amont du temps réel de suffisamment de réserves. Même si le principe de constitution de réserves est partagé à l'échelle européenne en ce qui concerne le niveau minimum de sûreté à respecter, les GRT s'assurent de la disponibilité de ces réserves en quantité suffisante en temps réel selon différents modèles, dits de sûreté¹. En particulier, deux principaux modèles de sûreté peuvent être distingués au regard de la possibilité qu'a le GRT d'agir en dehors d'une fenêtre temporelle appelée fenêtre opérationnelle: un premier modèle, principalement mis en œuvre dans les pays du nord et de l'est de l'Europe (e.g. pays nordiques, Allemagne, Pays-Bas, Belgique) dans lequel les GRT ne peuvent agir que dans la fenêtre opérationnelle avec les seules réserves contractualisées (i.e., activation très près du temps réel) et un second modèle, principalement mis en œuvre dans le sud et l'ouest de l'Europe (notamment en France mais également dans la péninsule ibérique, en Grande-Bretagne, en Irlande, en Italie, ...) dans lequel les GRT peuvent agir hors de la fenêtre opérationnelle (e.g., quelques heures avant le temps réel) afin de piloter des marges à échéances définies en fonction d'un niveau de risque et notamment compléter les réserves contractualisées si cela paraît nécessaire pour la sûreté du système.

La coexistence de différents modèles de sûreté est remise en cause dans le cadre du processus d'harmonisation des règles de marché au niveau européen, et en particulier dans le cadre du Code de réseau européen relatif à l'équilibrage (*Electricity Balancing Network Code*² – ci-après le *Balancing Code*). La proposition actuelle du nouveau code favorise la limitation des actions des GRT uniquement dans la fenêtre opérationnelle. Toutefois, cette version du code, ainsi que l'ACER dans son avis du 20 juillet 2015³, semblent laisser une marge de manœuvre pour le maintien de certaines caractéristiques du modèle de sûreté autorisant les actions du GRT hors de la fenêtre opérationnelle, à la condition que le GRT justifie la raison de telles pratiques.

C'est dans ce contexte que RTE, le GRT français, a demandé à Microeconomix d'effectuer une analyse indépendante des caractéristiques économiques du modèle de sûreté français (autorisant les actions du GRT hors de la fenêtre opérationnelle), comparativement à celles du modèle mis en avant par l'actuelle version du *Balancing Code* (et n'autorisant des actions du GRT que dans la fenêtre opérationnelle). Cette étude a notamment pour objectif d'analyser dans quelle mesure le maintien du modèle de sûreté actuellement mis en œuvre en France est justifié d'un point de vue économique ou, autrement dit, d'identifier les potentielles inefficacités qu'engendrerait pour le système français le passage au modèle alternatif mis en avant par la version actuelle du *Balancing Code*.

¹ Ces modèles sont complémentaires des modèles dits d'équilibrage ou d'ajustement, qui définissent eux la stratégie d'activation des réserves pour répondre à un déséquilibre.

² ENTSO-E (2014), *ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing Version 3.0*.

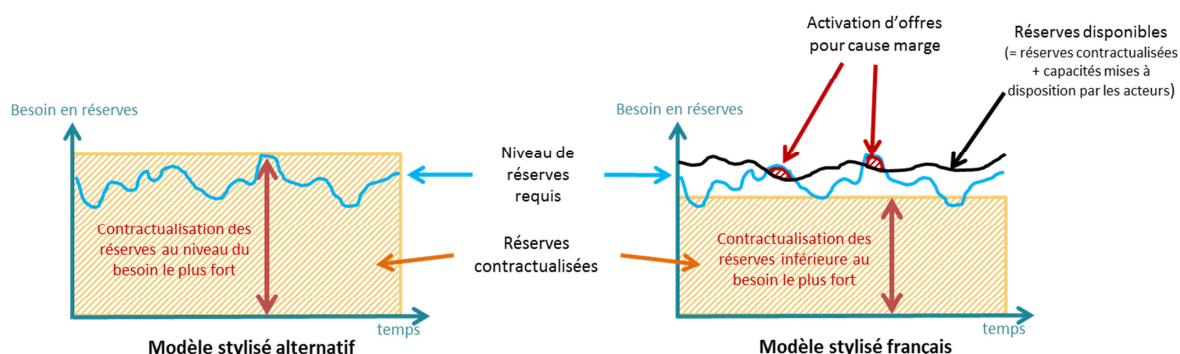
³ ACER (2015), *Recommendation of the agency for the cooperation of energy regulators No 03/2015 of 20 July 2015 on the network code on electricity balancing*.

2 Méthodologie

L'analyse économique des modèles de sûreté a été réalisée en deux étapes. Tout d'abord deux modèles stylisés ont été définis afin de représenter les principales différences entre le modèle actuel français et le modèle alternatif (mis en avant par l'actuelle version du *Balancing Code*). Ensuite, ces modèles stylisés ont été appliqués au cas du système électrique français et ont été comparés selon quatre critères économiques.

Les deux modèles de sûreté stylisés, modèle français et modèle alternatif, sont caractérisés par trois différences clés : 1) la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges, 2) le niveau de centralisation du modèle de sûreté, et 3) la durée de contractualisation des réserves.

La première différence clé est illustrée par la figure ci-dessous. Dans le modèle de sûreté alternatif (à gauche sur la figure), comme le GRT ne peut agir que dans la fenêtre opérationnelle et donc très proche du temps réel, il n'a aucun recours dans le cas défavorable où les réserves disponibles ne seraient pas suffisantes pour rétablir l'équilibre. Il doit donc s'assurer de disposer à tout instant de suffisamment de réserves pour faire face aux plus forts déséquilibres possibles, ce qui se traduit en pratique par un niveau élevé de réserves contractualisées bien avant le temps réel (e.g. un jour ou une semaine avant). Ce niveau de contractualisation est basé sur le besoin anticipé le plus fort⁴. Par ailleurs, il faut noter que dans ce modèle, le GRT ne dispose pas de ressources supplémentaires conventionnelles si les réserves qu'il a contractualisées s'avèrent insuffisantes pour faire face à un aléa trop important.



Comparaison des niveaux de contractualisation de réserves dans les deux modèles de sûreté avec et sans actions du GRT hors de la fenêtre opérationnelle

En revanche, dans le modèle de sûreté français (à droite sur la figure), le GRT peut agir hors de la fenêtre opérationnelle. Cela lui laisse une certaine marge de manœuvre pour s'assurer de disposer de suffisamment de capacités réservées pour le temps réel. Il peut alors contractualiser un niveau de réserves moindre comparé au besoin le plus fort. En pratique, le GRT compare à chaque instant un niveau de marge requise pour assurer la sûreté du système avec un niveau de marge disponible (constituée des réserves précédemment contractualisées et des capacités mises à disposition obligatoirement par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement). Cette comparaison dynamique permet de minimiser les actions à entreprendre en cas de niveau de marge disponible inférieur au niveau de marge requise. Dans ces situations problématiques (courbe noire en dessous de la courbe bleue sur la figure), le GRT a la possibilité d'augmenter le niveau de réserves quelques heures avant le temps réel. A cet effet, il décide en amont de la fenêtre opérationnelle l'activation de capacités

⁴ De plus, bien que le GRT ait la possibilité de modifier le niveau de réserves à contractualiser en fonction de ses prévisions, cela n'est pas nécessairement le cas dans les faits. Par exemple, en Allemagne, le besoin en réserves est calculé selon une approche historique et ne prend pas en compte les prévisions sur l'état du système.

peu flexibles (principalement des groupes thermiques devant démarrer, parfois des consommateurs dont le délai pour arrêter de consommer est important). Cette action est appelée activation pour cause marge (représentée par la zone hachurée rouge). Ces activations pour cause marge permettent alors d'augmenter le niveau de réserves disponibles, le GRT pouvant désormais faire face aux possible déséquilibres du système. Les activations pour cause marge en amont de la fenêtre opérationnelle, couplées à l'obligation d'offrir les capacités disponibles sur le mécanisme d'ajustement et à la comparaison dynamique entre marge requise et marge disponible permettent au GRT de contractualiser moins de réserves par rapport au modèle alternatif, de l'ordre de 1 GW minimum dans le cas du système électrique français actuel⁵.

La deuxième différence clé entre les deux modèles de sûreté concerne leur niveau de centralisation, i.e. l'importance du rôle donné au GRT (et inversement aux acteurs de marché) dans la gestion de l'équilibre et de la sûreté. Même si, dans les deux cas, le GRT est le principal responsable de la sûreté du système (les deux modèles ont donc une approche à dominante centralisée), le modèle de sûreté actuellement mis en place en France présente un caractère plus centralisé car il donne une plus forte responsabilité de l'équilibre et de la gestion des marges au GRT. En effet, afin de savoir s'il est nécessaire d'activer des offres pour cause marge, le GRT doit avoir une vision fine et complète du système, permise par l'obligation pour les acteurs de proposer leurs capacités non utilisées sur le mécanisme d'ajustement, l'utilisation d'offres implicites par unité et une gestion centralisée des stocks (centrales hydrauliques ou effacement). A l'inverse, dans le modèle alternatif, le GRT a une plus faible liberté d'action pour éviter les déséquilibres. Pour que la sûreté soit garantie, les acteurs de marché, notamment les responsables d'équilibre (RE), doivent être davantage équilibrés afin d'éviter de trop grands déséquilibres du système. Cela peut se traduire notamment par une incitation plus forte via le prix de règlement des écarts. Cela les conduit donc à constituer des marges individuelles pour pouvoir faire face à un déséquilibre à l'intérieur de leur périmètre. La constitution de marges individuelles par les RE eux-mêmes peut donc diminuer le besoin en réserves du GRT et donc le besoin en contractualisation tel que défini dans la différence clé 1. Toutefois, le volume total de marges n'est pas pour autant réduit : il s'agit uniquement d'un transfert entre les RE et le GRT. Les effets de la réservation (notamment sur le marché de l'énergie) sont toujours présents, que cela se fasse au niveau du GRT ou au niveau des RE. De plus, les réserves que constituent les RE sont au moins aussi importantes que celles qu'aurait constituées le GRT, du fait de l'effet de foisonnement que seul le GRT peut prendre en compte. Ainsi, dans le cas alternatif, l'hypothèse d'une contractualisation au niveau maximum des besoins en réserves, avec une courbe en besoin identique au cas français (tel qu'illustré sur la figure précédente) semble représenter le cas le plus favorable pour l'efficacité de ce modèle.

La troisième différence entre les deux modèles de sûreté concerne la durée de la contractualisation des réserves. Dans le modèle alternatif (n'autorisant pas les actions hors de la fenêtre opérationnelle), le GRT contractualise la totalité de ses réserves à un horizon de temps relativement court (e.g. une semaine ou un jour à l'avance). Dans le modèle français, une partie de ces réserves est contractualisé un an à l'avance.

⁵ En 2014, le maximum de marge requise en France a été d'environ 5 GW (pointe du matin). Si on utilise cette valeur pour estimer le niveau de réserves à contractualiser en France avec le modèle sûreté alternatif et si on la compare au niveau de contractualisation actuel (environ 3 GW au total, répartis entre 0,6 GW de réserves secondaires, 1,5 GW de réserves rapides et complémentaires et 0,8 GW de réserves contractualisées auprès des consommateurs), on obtient une différence de 2 GW. Dans une approche conservatrice, une différence de contractualisation de 1 GW est retenue dans ce rapport.

Pour comparer l'efficacité de ces deux modèles à la maille nationale française, quatre critères économiques sont retenus :

- Critère 1 : les distorsions provoquées par le modèle de sûreté sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés
- Critère 2 : les interactions entre le modèle de sûreté, le prix de règlement des écarts et la gestion des marges
- Critère 3 : l'effet du modèle de sûreté sur la concurrence
- Critère 4 : les signaux d'investissement envoyés par le modèle de sûreté

Il faut souligner ici le poids plus important qui peut être donné au premier critère, concernant les effets sur le marché de l'énergie. En effet, ce critère se focalise sur un marché de taille importante, notamment comparativement au mécanisme d'ajustement et au marché des réserves sur lesquels se focalisent les critères 2 et 3. Le critère 4 est également de second ordre car la question des investissements doit s'étudier en prenant en compte de nombreux facteurs autres que le modèle de sûreté et en particulier, le cas échéant, l'impact des mécanismes de rémunération de capacité.

3 Analyse économique comparative selon les critères retenus

3.1 Critère 1 : Etude des distorsions provoquées par le modèle de sûreté sur le marché de l'énergie et des surcoûts associés

La contractualisation de réserves, surtout de groupes thermiques, provoque une distorsion du marché de l'énergie et un surcoût de production. En effet, si la centrale réservée est infra-marginale (i.e. elle produirait dans un cas sans contractualisation de réserves), sa réservation l'empêche de produire à pleine puissance et une centrale plus chère doit compenser cette non-production. Dans le cas où la centrale réservée est extra-marginale (i.e., elle ne produirait pas dans le cas sans contractualisation), afin d'être en mesure de fournir de la réserve rapidement, cette centrale nécessite potentiellement d'être démarrée et de produire à sa puissance minimum (*must run*). Cela impose donc à une centrale moins chère de réduire sa production. Ainsi, dans les deux cas, les coûts de production augmentent en raison de la contractualisation de réserves⁶.

Puisque le modèle alternatif appliqué au système français nécessiterait une plus forte contractualisation de réserves (1 GW a minima) qui seraient à l'heure actuelle principalement des centrales thermiques peu flexibles, ce modèle conduit à de plus fortes distorsions du marché de l'énergie et donc des surcoûts de production plus importants que le modèle français. Par ailleurs, même s'il existe des distorsions et des surcoûts suite aux activations pour cause marge dans le modèle français actuel, il apparaît que ces distorsions restent très limitées comparativement à celles dues à la contractualisation de réserves supplémentaires, tant en termes de nombres d'heures, de

⁶ Dans le cas où les réserves sont davantage constituées de capacités d'effacement ou de centrales flexibles (e.g. hydraulique) extra-marginales, ces distorsions pourraient être réduites par rapport à une contractualisation de groupes thermiques peu flexibles (pas de contrainte de puissance minimale). Toutefois, si ces centrales sont infra-marginales, les distorsions sont les mêmes (une centrale plus chère doit compenser la production)

volume ou de valeur de l'énergie mise en œuvre (de l'ordre de 10 fois moins de distorsions dans le cas français)⁷.

La moindre efficacité économique du modèle alternatif s'explique par deux principaux motifs. En premier lieu, le dimensionnement des réserves du modèle alternatif, réalisé bien avant de connaître le besoin effectif de réserve, conduit à un surdimensionnement et donc une distorsion du marché de l'énergie plus importante. En second lieu, l'efficacité du modèle français actuel s'explique par l'utilisation de la capacité techniquement disponible (par le biais des offres implicites modulables et mieux adaptables aux besoins) alors que le modèle alternatif ne l'utilise pas. La valeur de la capacité techniquement disponible est donc complètement captée par le modèle actuel en France et ne le serait que partiellement dans le modèle alternatif.

L'efficacité du modèle français sur ce point n'est toutefois possible qu'à la condition que le GRT sache maîtriser ce modèle et ses particularités, notamment la prévision des marges requises, celle des marges disponibles et la gestion des activations pour cause marge.

3.2 Critère 2 : Interactions entre le modèle de sûreté, le prix de règlement des écarts et la gestion des marges

Dans un système électrique libéralisé, le prix de règlement des écarts est un des vecteurs principaux d'information et d'incitation des acteurs. Ce prix donne d'abord des incitations aux RE pour qu'ils équilibrent leur périmètre en énergie. Il donne également des incitations à ces mêmes acteurs pour qu'ils gardent une marge suffisante dans leur périmètre afin de pouvoir faire face à un éventuel aléa les affectant. L'information à disposition des RE et les incitations envoyées par les deux modèles de sûreté via le prix de règlement des écarts ont été étudiées selon deux points.

Il s'agit tout d'abord d'évaluer la pertinence de la décentralisation de la gestion de la marge via le prix de règlement des écarts. Le modèle français actuel et le modèle alternatif ont des approches différentes quant à l'utilisation des prix de règlement des écarts pour informer et inciter les acteurs à contribuer à la marge du système et à la sûreté. Du fait de son caractère plus centralisé, le modèle français actuel donne, dans la gestion de la marge, peu de poids aux prix de règlement des écarts et une responsabilité plus forte au GRT. A l'inverse, le modèle alternatif donne plus de poids aux actions des RE car, en l'absence d'une gestion centralisée de la marge proche du temps réel, ce modèle laisse implicitement les acteurs de marché la gérer. Or, en considérant les caractéristiques du système électrique et des marchés (e.g., foisonnement, externalités, non-convexités...) et les possibles défaillances des RE (e.g., manque d'information sur l'état du système, notamment proche du temps réel, impossibilité de se répartir de façon coordonnée le dimensionnement des réserves et d'agir de façon proactive pour créer la marge nécessaire, à moins de nécessiter des coûts de transaction élevés etc.), le modèle centralisé semble plus adapté pour gérer la sûreté du système électrique. Le modèle français permet donc de compenser les défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et les décisions décentralisées⁸.

⁷ Par exemple, en faisant l'hypothèse que les centrales contractualisées ont une contrainte de puissance minimale de 30% de leur capacité nominale, l'énergie imposée au marché en *must-run* du fait d'une contractualisation de 1 GW supplémentaire dans le modèle alternatif est 13 fois plus importante que l'énergie imposée au marché du fait des activations pour cause marge dans le modèle français (moyenne sur 2010-2014).

⁸ En théorie, le modèle centralisé présente deux désavantages liés au caractère régulé du GRT et à la centralisation : l'acteur centralisé peut, sur certains domaines, disposer de moins d'informations que les acteurs décentralisés (e.g., connaissance fine sur les caractéristiques des centrales électriques) et peut manquer d'incitations à agir par rapport à des acteurs décentralisés (e.g., le GRT ne bénéficie pas directement de tous les gains d'efficacité). Toutefois, ces points semblent moins importants dans la situation actuelle en France car RTE a maintenu des exigences en termes de transmission d'information sur les caractéristiques techniques des centrales et est responsable également de l'équilibre du système, notamment en cas de délestages.

Le second point analysé concerne l'impact du modèle de sûreté sur le prix de règlement des écarts et donc *in fine* sur les incitations envoyées aux RE. Une analyse théorique montre que les deux modèles devraient réduire les incitations envoyées aux RE pour contribuer aux marges⁹. Ainsi, les deux modèles ne semblent pas différer sur ce point.

3.3 Critère 3 : l'effet du modèle de sûreté sur la concurrence

Si les deux modèles sont comparables s'agissant du processus de sélection des offres car ils utilisent tous deux un mécanisme de marché (pour la contractualisation des réserves et l'activation des offres pour cause marge), ils diffèrent sur deux autres points. Tout d'abord, le modèle français semble moins sensible au pouvoir de marché. En effet, dans ce modèle, les réserves sont contractualisées en partie à long terme sur un pas annuel, alors que cela est fait sur des horizons plus courts (e.g. de façon hebdomadaire) dans le modèle de sûreté alternatif. Dans le même temps, s'il existe un risque d'exercice de pouvoir de marché sur les offres activées pour cause marge dans le modèle français, il reste tout de même limité en volume (volume activé inférieur à 1% de la taille du marché J-1 en moyenne) et en ampleur car ces offres font partie de l'ensemble de la capacité disponible sur le mécanisme d'ajustement. A l'inverse, dans le modèle alternatif, seule la capacité précédemment contractualisée est activable pour l'ajustement, augmentant ainsi les possibilités d'exercice de pouvoir de marché.

La seconde différence concerne la neutralité technologique. Le modèle de sûreté français, tel qu'il est actuellement mis en œuvre, semble ne pas assurer la neutralité technologique entre capacités flexibles et non flexibles. En effet, lors d'une activation pour cause marge, les capacités, qu'elles soient flexibles et participant à la marge, ou non flexibles activées pour cause marge, fournissent le même service en complétant les réserves contractualisées pour maintenir la sûreté du système. Toutefois, leurs conditions de rémunération sont généralement différentes : les offres non flexibles activées pour cause marge reçoivent une rémunération certaine (assurance de produire leur production minimale pendant une certaine durée, quel que soit l'état réel du système) alors que les capacités flexibles ne reçoivent une rémunération que dans le cas où elles sont appelées sur le mécanisme d'ajustement, et donc lors de l'apparition effective d'un déséquilibre. Cela pourrait donc ne pas donner d'incitations aux acteurs pour augmenter la flexibilité de leurs centrales. Le modèle de sûreté français pourrait toutefois être amélioré de ce point de vue (cf. les préconisations mentionnées dans la conclusion). Au contraire, le modèle de sûreté alternatif ne semble pas faire de différence de traitement entre capacités flexibles et non flexibles durant l'étape de contractualisation.

3.4 Critère 4 : les signaux d'investissements envoyés par le modèle de sûreté

Le modèle alternatif, en contractualisant et donc en rémunérant plus de capacités, envoie un signal d'investissement plus fort que le modèle français. Toutefois, en rémunérant tout le temps le niveau maximal de réserve, le modèle alternatif peut conduire à une rémunération excessive de la flexibilité et donc inciter les producteurs à trop investir dans des capacités flexibles par rapport à un optimum social.

Le modèle français, quant à lui, contractualise moins de capacité mais semble envoyer des signaux d'investissements plus stables que le modèle alternatif, une partie des contractualisations se faisant

⁹ Dans le modèle français, en théorie, le fait d'activer des offres pour cause marge provoque une diminution des incitations à s'équilibrer et participer à la marge à la hausse. De même, en théorie, le modèle allemand, en réservant plus de capacités, provoque également une baisse des incitations.

à moyen/long terme (tous les ans), alors que le modèle alternatif contractualise les réserves à court terme. Il convient toutefois de remarquer que l'utilisation d'une durée de contractualisation de long terme peut augmenter la prime de risque des acteurs pour compenser les incertitudes relatives à de telles échéances et donc conduire à des inefficacités.

Ainsi, la qualité des signaux d'investissements envoyés par les modèles de sûreté ne semble pas univoque. De plus, en tout état de cause, cette question devrait être analysée à l'aune de plusieurs autres facteurs pouvant impacter fortement ces décisions, notamment l'existence et les caractéristiques du mécanisme de rémunération de capacité mis en place ou envisagé.

4 Conclusions de l'analyse économique comparative des deux modèles de sûreté et préconisations d'améliorations du modèle de sûreté actuellement mis en place en France

L'analyse menée dans cette étude indique, qu'à la maille nationale, dans le cas du système français, le modèle de sûreté actuel est plus efficace que le modèle de référence mis en avant par la version actuelle du *Balancing Code*. En effet, le modèle de sûreté français introduit moins de distorsions et de surcoûts sur le marché de l'énergie (qui apparaît comme le critère le plus important), est moins sensible au pouvoir de marché et envoie des signaux d'investissement plus stables. Par ailleurs, son caractère centralisé semble plus adapté pour résoudre le problème complexe de gestion des marges et pour compenser les défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et les décisions décentralisées. Les quelques points négatifs du modèle français (notamment concernant la neutralité technologique et les signaux d'investissements) semblent assez faibles et ne pas contrebalancer la différence de distorsions du marché de l'énergie entre les deux modèles. Ainsi, le maintien des particularités du modèle de sûreté français (un niveau de contractualisation plus faible, une gestion fine des marges grâce à la possibilité d'activation pour cause marge hors de la fenêtre opérationnelle et la gestion centralisée des stocks proche du temps réel) apparaît justifié d'un point de vue économique à l'échelle nationale. Cette analyse devrait toutefois être élargie au niveau européen pour comparer les gains résultant de l'harmonisation avec les surcoûts potentiels.

De plus, afin de parfaire le modèle de sûreté français, deux améliorations peuvent principalement être préconisées :

- une meilleure construction du prix de règlement des écarts afin d'envoyer de meilleures incitations (e.g., en s'interrogeant sur la manière de construire le prix de règlement des écarts quand des activations pour cause marge sont réalisées),
- une neutralité technologique entre les capacités flexibles et non flexibles lorsque des offres sont activées pour cause marge (par exemple, en rémunérant de façon certaine les capacités flexibles qui contribuent à la marge lors de ces activations).

Plan du rapport

RESUME EXECUTIF.....	3
LISTE DES FIGURES	11
LISTE DES TABLEAUX	11
1 CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ANALYSE	12
2 METHODOLOGIE DE L'ANALYSE	15
2.1 DEFINITION DES DEUX MODELES DE SURETE STYLISES.....	15
2.1.1 <i>Différence clé 1 : la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges.....</i>	<i>16</i>
2.1.2 <i>Différence clé 2 : le niveau de centralisation du modèle de sûreté</i>	<i>18</i>
2.1.3 <i>Différence clé 3 : la durée de la contractualisation des réserves.....</i>	<i>19</i>
2.2 ENVIRONNEMENT ET HYPOTHESES.....	20
2.3 CRITERES ECONOMIQUES.....	22
3 ANALYSE ECONOMIQUE COMPARATIVE SELON LES CRITERES RETENUS	23
3.1 CRITERE 1 : ETUDE DES DISTORSIONS PROVOQUEES PAR LE MODELE DE SURETE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE ET DES SURCOUTS ASSOCIES.....	23
3.1.1 <i>Etape 1 : Etude des distorsions dues à la contractualisation de capacités.....</i>	<i>24</i>
3.1.2 <i>Etape 2 : Comparaison qualitative des distorsions dues à une contractualisation supplémentaire et celles dues aux activations pour cause marge</i>	<i>25</i>
3.1.3 <i>Conclusion sur le critère 1.....</i>	<i>28</i>
3.2 CRITERE 2 : INTERACTIONS ENTRE MODELE DE SURETE, PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS ET GESTION DES MARGES	29
3.2.1 <i>Analyse de la pertinence de déléguer la gestion des marges aux RE par le biais du prix de règlement des écarts</i>	<i>29</i>
3.2.2 <i>Analyse des éventuelles distorsions du prix de règlement des écarts par le modèle de sûreté.....</i>	<i>31</i>
3.2.3 <i>Conclusion sur le critère 2</i>	<i>33</i>
3.3 CRITERE 3 : L'EFFET DU MODELE DE SURETE SUR LA CONCURRENCE.....	34
3.3.1 <i>Analyse du mode de sélection des offres contractualisées et activées pour cause marge.....</i>	<i>34</i>
3.3.2 <i>Analyse de la robustesse du mode de sélection au pouvoir de marché.....</i>	<i>34</i>
3.3.3 <i>Analyse de la neutralité technologique du modèle mis en place</i>	<i>35</i>
3.3.4 <i>Conclusion sur le critère 3.....</i>	<i>36</i>
3.4 CRITERE 4 : LES SIGNAUX D'INVESTISSEMENTS ENVOYES PAR LE MODELE DE SURETE	37
4 CONCLUSIONS DE L'ANALYSE ECONOMIQUE COMPARATIVE DES DEUX MODELES DE SURETE ET PRECONISATIONS D'AMELIORATIONS DU MODELE DE SURETE ACTUELLEMENT MIS EN PLACE EN FRANCE ..	38
5 REFERENCES.....	41
ANNEXE : ETUDE ECONOMETRIQUE DES EFFETS DES ACTIVATIONS POUR CAUSE MARGE SUR LE PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS.....	43

Liste des figures

Figure 1.	Modèle de sûreté et d'équilibrage	12
Figure 2.	Représentation de la fenêtre opérationnelle (exemple pour la fenêtre de 10h et 11h).	13
Figure 3.	Présentation du cadre d'analyse.....	15
Figure 4.	Illustration de la différence clé 1 entre les deux modèles stylisés	17
Figure 5.	Histogramme des marges requises aux pointes du matin et du soir en France en 2014	21
Figure 6.	Etape 1 – Analyse des effets sur le marché de l'énergie d'une différence de niveau de contractualisation.....	23
Figure 7.	Etape 2 - Comparaison des effets d'une contractualisation supplémentaire et des activations pour cause marge	23
Figure 8.	Distorsions du marché de l'énergie dans le cas de centrales contractualisées infra-marginales	24
Figure 9.	Distorsions du marché de l'énergie dans le cas de centrales contractualisées extra-marginales	25
Figure 10.	Différences de distorsions entre les deux modèles.....	26
Figure 11.	Effet des activations pour cause marge dans le cas d'un système à la hausse	31
Figure 12.	Effet des activations pour cause marge dans le cas d'un système à la baisse	32
Figure 13.	Impact de la convexité de la courbe d'offres d'ajustement sur le prix moyen pondéré à la hausse	44

Liste des tableaux

Tableau 1.	Différences clés entre les deux modèles stylisés.....	20
Tableau 2.	Niveau relatif de distorsions entre les deux modèles pour différents indicateurs	27
Tableau 3.	Différence de rémunération des capacités flexibles et non flexibles.....	36
Tableau 4.	Différences clés entre les deux modèles étudiés	38
Tableau 5.	Conclusions des analyses comparatives selon les quatre critères retenus	39
Tableau 6.	Résultats de l'étude économétrique dans le cas d'une tendance à la hausse	43
Tableau 7.	Résultats de l'étude économétrique dans le cas d'une tendance à la baisse	44

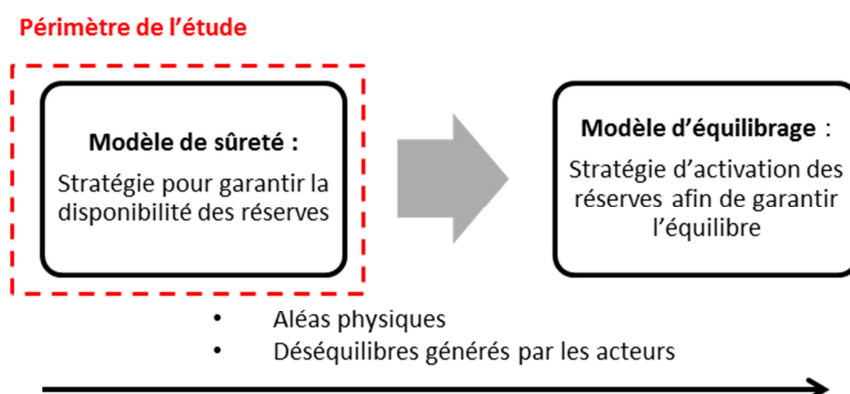
1 Contexte et objectif de l'analyse

Afin d'assurer à tout moment la stabilité du système électrique et une valeur de la fréquence au plus près de sa valeur de référence (e.g., 50Hz en Europe), il est nécessaire d'avoir en permanence un équilibre entre l'électricité consommée et celle produite. Un déséquilibre peut être dû à de nombreux facteurs, que ce soit du côté de la demande (variation non prévue de la consommation, perte d'une poche de consommation...) ou de l'offre (perte d'un groupe de production suite à un aléa technique, aléas climatiques modifiant la production éolienne ou solaire...). Dans le pire des cas, ce déséquilibre peut rapidement conduire à un effondrement de tout ou partie du système électrique (*black-out*).

Même si différents mécanismes existent pour inciter les acteurs de marché à participer au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation¹⁰, les Gestionnaires de Réseau de Transport (ci-après, GRT) ont la responsabilité principale de cet équilibre et de la sûreté du système.

Pour faire face au risque de déséquilibre physique du système, les GRT européens ont recours à une même stratégie, l'utilisation de réserves. Cette stratégie se met en œuvre en deux étapes, représentées sur la figure 1.

Figure 1. Modèle de sûreté et d'équilibrage



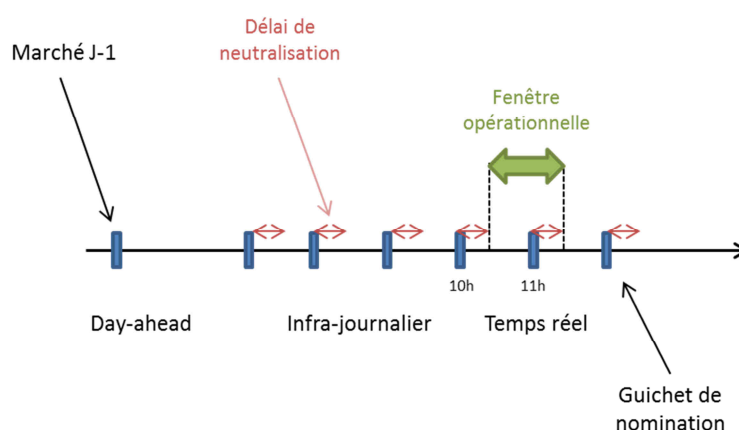
Dans une première étape, les GRT s'assurent de disposer en amont du temps réel de suffisamment de capacités pour faire face à un éventuel déséquilibre. Ces capacités peuvent être aussi bien des unités de production ou d'effacement et doivent être mobilisables suffisamment rapidement. Le modèle mis en place dans cette première étape, visant à s'assurer de la disponibilité de réserves, est appelé modèle de sûreté par la suite. Dans une deuxième étape, en cas de déséquilibre effectif, les GRT font appel à ces réserves qui, en modifiant leur production ou leur consommation, permettent au système de revenir à l'équilibre (e.g., en cas de perte d'un groupe de production, le GRT peut faire appel à des centrales disponibles qui augmenteront leur production ou faire appel à des sites de consommation qui diminueront leur consommation, les deux situations conduisant au final à un nouvel équilibre entre offre et demande). Le modèle utilisé dans cette seconde étape, visant à déployer les réserves pour répondre à un déséquilibre, est appelé modèle d'équilibrage. Le déploiement des réserves se fait notamment via le réglage secondaire et l'activation des offres (à la hausse et la baisse) sur le mécanisme d'ajustement. Le rôle du GRT est d'assurer l'efficacité de ces deux étapes afin de faire face au moindre coût aux déséquilibres pouvant perturber le système

¹⁰ En particulier le concept de responsables d'équilibre, qui incite les acteurs à contribuer à l'équilibre du système à l'aide de pénalités financières appliquées en cas de déséquilibres constatés au sein d'un périmètre contractuel.

électrique¹¹. Ce rapport ne se consacre qu'à l'analyse du modèle de sûreté. Toutefois, le modèle d'équilibrage sera pris en considération pour l'analyse de certains points car il interagit avec le modèle de sûreté.

Même si le principe général de constitution de réserves est partagé au niveau européen en ce qui concerne le niveau minimum de sûreté à assurer, il existe de nombreuses différences entre les modèles de sûreté mis en place. En particulier, deux grandes stratégies de constitution des réserves (i.e. deux modèles de sûreté) peuvent être observées. Ces deux stratégies se distinguent par la possibilité qu'a le GRT d'agir en dehors d'une fenêtre temporelle appelée fenêtre opérationnelle. Cette fenêtre correspond à l'intervalle de temps pendant lequel le GRT est le seul à pouvoir agir sur l'équilibre offre-demande (les acteurs de marché n'ont plus la possibilité de modifier leurs positions). Elle commence donc après le dernier guichet de nomination et s'étend jusqu'au guichet suivant, augmenté du délai de neutralisation (voir figure 2).

Figure 2. Représentation de la fenêtre opérationnelle (exemple pour la fenêtre de 10h et 11h)



Dans un premier modèle de sûreté, principalement mis en œuvre dans les pays du nord et de l'est de l'Europe (e.g. pays nordiques, Allemagne, Pays-Bas, Belgique), le GRT n'a la possibilité d'intervenir que durant cette fenêtre opérationnelle, très restreinte et très proche du temps réel. Ainsi, le GRT doit s'assurer d'avoir suffisamment de réserves avant le début de la fenêtre opérationnelle pour pouvoir équilibrer le système électrique en cas d'aléas, car il n'a pas la possibilité d'agir en amont de celle-ci. Au contraire, dans le second modèle de sûreté, principalement mis en œuvre dans le sud et l'ouest de l'Europe (notamment en France mais également dans la péninsule ibérique, en Grande-Bretagne, en Irlande, en Italie, ...), le GRT a une marge de manœuvre plus grande : il peut agir en dehors de la fenêtre opérationnelle et donc prendre des actions bien en amont du temps réel afin de piloter des marges à échéances définies en fonction d'un niveau de risque. Notamment, si le niveau de réserves disponible n'apparaît pas suffisant pour assurer la sûreté du système, le GRT peut agir bien avant la fenêtre opérationnelle et ainsi s'assurer de disposer de suffisamment de capacités pour faire face aux éventuels déséquilibres. Cette caractéristique conduit à des modèles de sûreté très différents en pratique.

¹¹ Toutefois, il convient de remarquer qu'il n'est pas pertinent de vouloir se prémunir contre tous les déséquilibres possibles. En effet, dans le cas d'aléas très extrêmes avec une probabilité d'occurrence très faible (e.g., pertes concomitantes de plusieurs centrales de production), il serait trop coûteux de s'assurer contre ce risque (il faudrait une quantité de réserves trop importante). Ainsi, en pratique, les GRT définissent un niveau de réserves à atteindre tel que seules X% des situations (celles les plus extrêmes) ne puissent pas être totalement résolues. Dans ces situations d'insuffisance de réserves, les GRT disposent de moyens exceptionnels afin d'éviter l'écroulement du système, notamment le délestage manuel de consommation. Cependant, ces moyens étant très coûteux, il convient de les éviter au maximum.

La coexistence de ces deux différents modèles de sûreté est remise en cause dans le cadre du processus d'harmonisation des règles de marché au niveau européen. En particulier, dans le cadre du Code de réseau européen relatif à l'équilibrage (*Electricity Balancing Network Code* – ci-après le *Balancing Code*), l'ENTSO-E a soumis en septembre 2014 un projet de code de réseau¹² à l'ACER qui favorise la limitation des actions des GRT à la seule fenêtre opérationnelle. Toutefois, cette version du code ainsi que la réponse de l'ACER dans son avis du 20 juillet 2015¹³ semblent laisser la possibilité de maintenir certaines caractéristiques du modèle de sûreté autorisant les actions du GRT hors de la fenêtre opérationnelle¹⁴, à la condition que le GRT justifie la raison de telles pratiques¹⁵.

C'est dans ce contexte que RTE, le GRT français, a demandé à Microeconomix d'effectuer une analyse qualitative indépendante des caractéristiques économiques du modèle de sûreté français (autorisant les actions du GRT en dehors de la fenêtre opérationnelle), comparativement à celles du modèle pris comme référence par l'actuelle version du *Balancing Code*. Cette analyse a notamment pour objectif d'analyser dans quelle mesure le maintien du modèle de sûreté tel qu'utilisé actuellement en France est justifié d'un point de vue économique pour le système électrique français. Autrement dit, cela revient à identifier les potentielles inefficacités qu'engendrerait pour le système français un passage au modèle mis en avant par la version actuelle du *Balancing Code*. Cette première analyse qualitative de différents modèles de sûreté sera complétée dans un second temps par une analyse quantitative.

La suite du rapport est organisée de la façon suivante. La section 2 présente la méthodologie mise en œuvre pour évaluer et comparer les deux modèles de sûreté d'un point de vue économique. Cette section décrit ainsi leurs principales différences de fonctionnement ainsi que les hypothèses et les critères utilisés pour la comparaison. Dans une troisième section, les deux modèles de sûreté sont effectivement comparés selon les critères économiques retenus. Enfin, la quatrième section conclut et propose plusieurs améliorations possibles du modèle de sûreté français.

¹² ENTSO-E (2014), ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing Version 3.0. https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF

¹³ ACER (2015), Recommendation of the agency for the cooperation of energy regulators No 03/2015 of 20 July 2015 on the network code on electricity balancing.

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2015.pdf

¹⁴ Par exemple, dans la réponse de l'ACER : "TSOs shall not activate Balancing Energy Bids before the corresponding Balancing Energy Gate Closure Time and the Intraday Cross Zonal Gate Closure Time, except in Alert State or Emergency State, when such activations help alleviating the severity of these system states, and except when the bids serve purposes other than Balancing pursuant to paragraph 4" (article 43).

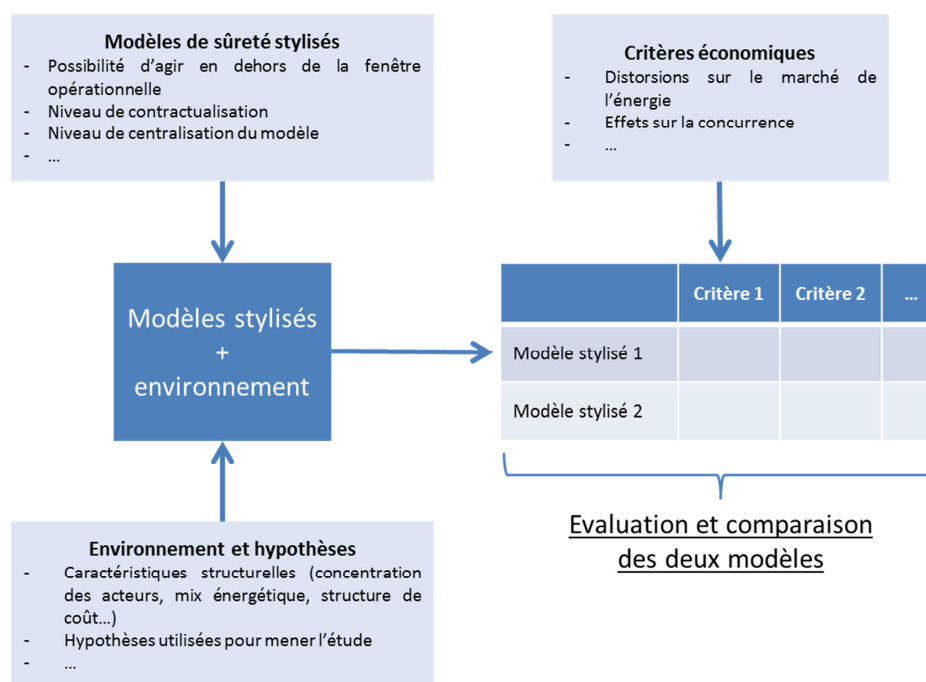
¹⁵ Cf. article 33 "Requirements for specific products" dans la réponse de l'ACER.

2 Méthodologie de l'analyse

La comparaison économique des deux modèles de sûreté repose sur la définition d'un cadre d'analyse en trois points, tel qu'illustré sur la figure 3 :

- La **construction de modèles de sûreté stylisés** : afin de simplifier l'analyse et de ne conserver que les différences essentielles pour comparer les modèles, deux modèles stylisés sont construits, le premier inspiré du modèle actuellement en place en France et le second inspiré du modèle de sûreté mis en avant par le *Balancing Code*. Trois différences clés sont identifiées entre les deux modèles et servent ainsi de base à la définition des deux modèles stylisés.
- La **caractérisation de l'environnement et des principales hypothèses de l'analyse** : le fonctionnement et l'efficacité de chaque modèle de sûreté dépendent des caractéristiques du système électrique auquel il est appliqué. Dans cette analyse, le but étant de comparer les deux modèles de sûreté pour le cas précis de la France, un environnement le plus proche possible du système électrique français est défini. Les autres hypothèses prises pour mener l'analyse sont également mentionnées dans cette partie.
- La **définition des critères économiques** : les différents critères économiques retenus permettent d'étudier et de comparer les deux modèles de sûreté.

Figure 3. Présentation du cadre d'analyse



La méthodologie en trois points est décrite en détail dans les paragraphes suivants.

2.1 Définition des deux modèles de sûreté stylisés

Par nature, les caractéristiques pratiques des modèles de sûreté actuellement mis en place en Europe sont complexes. Aussi, il convient d'utiliser une représentation simplifiée de ceux-ci, dite représentation stylisée, afin de rendre leur analyse compréhensible. Cela permet de ne considérer que les différences principales entre les deux modèles au moment de les comparer (en écartant ainsi les effets des différences de second ordre). Les représentations stylisées permettent également

d'éviter de prendre en compte les caractéristiques qui seraient identiques entre les deux modèles et donc sans intérêt dans l'analyse économique comparative. De plus, afin de pouvoir établir de premières conclusions dans un cadre simplifié, des modèles de sûreté stylisés extrêmes sont identifiés.

Deux modèles de sûreté stylisés sont donc construits :

- un premier modèle stylisé inspiré du cas actuellement mis en place en France dans lequel le GRT a la possibilité d'agir en dehors de la fenêtre opérationnelle, et nommé modèle français par la suite,
- et un second modèle stylisé, inspiré du modèle pris comme référence par la version actuelle du *Balancing Code*, dans lequel le GRT n'a pas la possibilité d'agir hors de la fenêtre opérationnelle, et nommé modèle alternatif dans ce rapport. A titre de base de travail, le modèle alternatif est inspiré du modèle de sûreté allemand, avec des caractéristiques qui diffèrent profondément de celles du modèle français. Il représente donc un cas extrême.

Trois différences clés sont identifiées pour distinguer ces deux modèles de sûreté :

- la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges,
- le niveau de centralisation du modèle de sûreté,
- la durée de la contractualisation des réserves.

Ces trois différences clés sont présentées plus en détail ci-dessous.

2.1.1 Différence clé 1 : la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges

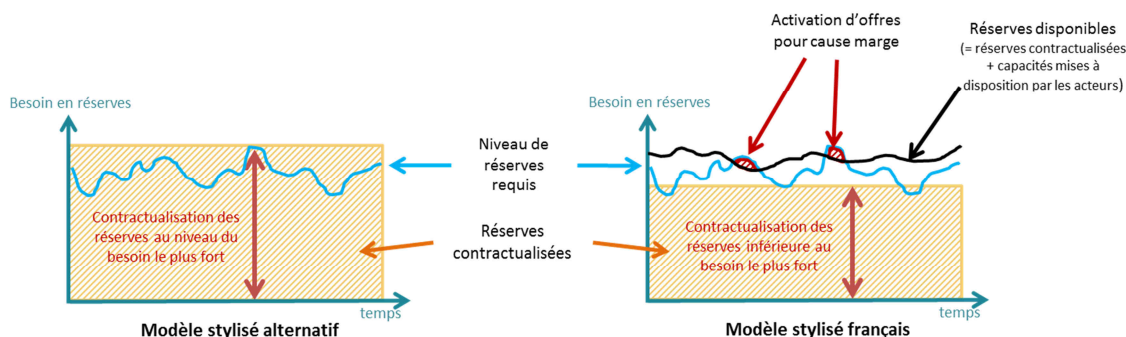
La première différence clé entre les deux modèles de sûreté résulte directement de la possibilité qui peut être laissée ou non au GRT d'agir en dehors de la fenêtre opérationnelle. Elle a principalement deux conséquences illustrées sur la figure 4.

Dans le modèle de sûreté alternatif, le GRT ne peut agir que durant la fenêtre opérationnelle. Comme il est obligé d'agir très proche du temps réel, il n'a aucun recours dans le cas défavorable où les réserves disponibles ne seraient pas suffisantes pour rétablir l'équilibre. Cela le contraint donc à disposer d'un niveau de réserves important pour faire face aux aléas potentiellement les plus forts¹⁶. En pratique, cela se traduit par une contractualisation forte des capacités en amont du temps réel pour être sûr de disposer de suffisamment de réserves en toute situation (i.e. le GRT contractualise, souvent via une enchère, des capacités qui s'engagent à ne pas produire sur le marché de l'énergie et à rester disponibles en cas de déséquilibre). En prenant comme référence l'aléa le plus important, ce

¹⁶ Une autre caractéristique du modèle alternatif est que les acteurs ne sont pas contraints de mettre à disposition du GRT toute leur capacité disponible. Toutefois dans ce modèle, même si le GRT constituait des réserves en obligeant les acteurs à mettre à disposition leurs capacités disponibles, il devrait tout de même contractualiser un volume conséquent de réserves. En effet, il n'a pas l'assurance de disposer de suffisamment de marges car le volume de capacités effectivement activable est limité à celles pouvant être mobilisées dans la durée de la fenêtre opérationnelle.

modèle de sûreté conduit à réserver la plupart du temps plus de capacité que le besoin effectif pour assurer la sûreté du système¹⁷. Cette situation est illustrée sur le schéma de gauche de la figure 4.

Figure 4. Illustration de la différence clé 1 entre les deux modèles stylisés



Dans le modèle de sûreté français, le GRT peut agir en dehors de la fenêtre opérationnelle. Cela lui laisse une certaine marge de manœuvre pour s'assurer de disposer de suffisamment de capacités réservées pour le temps réel entre l'étape de contractualisation des réserves et l'étape d'équilibrage. Le besoin de réserves contractualisées peut ainsi être réduit par rapport au modèle alternatif. En pratique, le GRT compare un niveau de marge requise (pour assurer la sûreté du système) avec un niveau de marge disponible. Le niveau de marge disponible est constitué des capacités mises à disposition par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement de façon obligatoire ainsi que des réserves précédemment contractualisées. La comparaison entre la marge requise et la marge disponible s'effectue de façon dynamique. Loin du temps réel, le niveau de marge requise est élevé (car les incertitudes sur l'état du système en temps réel sont importantes). Toutefois, le GRT peut comptabiliser de nombreuses capacités dans la marge disponible car il dispose d'un délai suffisamment long avant le temps réel pour les mobiliser le cas échéant (en particulier en demandant aux centrales thermiques de démarrer), sans avoir besoin de les contractualiser ou les activer. En se rapprochant du temps réel, la marge requise diminue (les incertitudes diminuent, certains scénarios extrêmes ne pouvant plus se produire), tout comme la marge disponible (certaines capacités ne peuvent plus être comptabilisées car le délai de mobilisation est désormais trop court). Ainsi, s'il existe une différence entre marge requise et marge effectivement disponible, l'approche dynamique permet de minimiser cette différence. Dans le cas précis où le niveau de marge disponible ne serait plus suffisant pour satisfaire le niveau de marge requise, le GRT peut agir en amont de la fenêtre opérationnelle pour augmenter le niveau de réserves¹⁸ : cette action est appelée activation pour cause marge et consiste à lancer les actions préparatoires au démarrage des capacités peu flexibles plusieurs heures avant le temps réel (principalement des groupes thermiques, parfois des consommateurs dont le délai pour arrêter de consommer est important). L'activation de ces moyens permet alors d'augmenter le niveau de marge disponible de deux façons : 1) directement, les centrales activées à leur capacité minimale peuvent désormais faire varier rapidement leur production (notamment à la hausse) et donc être appelées pour l'équilibrage (ce qui n'aurait pas été possible si elles n'avaient pas été activées au préalable du fait de leur faible flexibilité), et 2) indirectement, les capacités activées pour cause marge, en produisant une certaine quantité d'énergie, participent à l'équilibrage et permettent de ne pas solliciter immédiatement des capacités plus flexibles, qui restent alors disponibles pour un éventuel équilibrage ultérieur. Ainsi, dans le cas

¹⁷ Bien que le GRT ait la possibilité de modifier le niveau de réserves à contractualiser en fonction de ses prévisions, cela n'est pas nécessairement le cas dans les faits. Par exemple, en Allemagne, le besoin en réserves est calculé selon une approche historique et ne prend pas en compte les prévisions sur l'état du système. Le niveau de réserves contractualisées dans ce pays est pratiquement constant au cours de l'année, quelle que soit la situation du système. Le niveau de réserves est donc surestimé la plupart du temps. A l'inverse, en France, le GRT évalue chaque jour le besoin effectif en réserves en fonction de l'état du système.

¹⁸ Ce qu'il ne pourrait pas faire dans le modèle alternatif

où le GRT anticipe plusieurs heures avant le temps réel un niveau de marge disponible inférieur à la marge requise, il peut agir en conséquence, augmenter le niveau de réserves et ainsi éviter le risque de ne pas pouvoir réaliser l'équilibrage.

Les caractéristiques du modèle français sont illustrées sur la partie droite de la figure 4 : le GRT peut contractualiser un bandeau de réserves inférieur au besoin le plus fort, le complément étant assuré par l'obligation des acteurs d'offrir leurs capacités disponibles. De plus, lorsque le niveau de réserves disponibles (constitué des réserves contractualisées en amont et des capacités flexibles que mettront obligatoirement à disposition les acteurs) apparaît inférieur au besoin anticipé (courbe noire en dessous de la courbe bleue), le GRT a la possibilité d'augmenter le niveau de réserves quelques heures avant le temps réel et ainsi réduire le risque de ne pas pouvoir faire face aux éventuels déséquilibres (c'est le principe de la reconstitution des réserves par activations d'offres d'ajustement pour cause marge, représentées par la zone hachurée rouge).

Ainsi, en conclusion, au regard de la première différence clé, les deux modèles stylisés sont définis, à risque équivalent, par :

- Pour le modèle stylisé alternatif : un niveau de contractualisation de capacité fort, égal au besoin le plus élevé ;
- Pour le modèle stylisé français : un niveau de contractualisation moindre, avec la possibilité d'agir sur le niveau de réserves hors de la fenêtre opérationnelle via les activations d'offres d'ajustement pour cause marge, l'obligation pour les acteurs d'offrir sur le mécanisme d'ajustement leurs capacités disponibles et une comparaison dynamique entre la marge disponible et la marge requise.

2.1.2 Différence clé 2 : le niveau de centralisation du modèle de sûreté

Les deux modèles de sûreté diffèrent également par leur niveau de centralisation, i.e. l'importance du rôle donné au GRT (et inversement aux acteurs de marché) dans la gestion de l'équilibre et de la sûreté. Même si dans les deux cas le GRT est le principal responsable de la sûreté du système (les deux modèles ont donc une approche à dominante centralisée), le modèle français présente une centralisation plus forte que son équivalent mis en avant au niveau européen¹⁹. Cette différence découle également (mais plus indirectement) de la possibilité d'action du GRT en dehors de la fenêtre opérationnelle.

En effet, dans le modèle français, afin de savoir s'il est nécessaire d'activer des offres pour cause marge, le GRT a besoin d'avoir une vision précise et complète du système. Cela passe notamment par l'obligation pour les acteurs de proposer les capacités non utilisées sur le mécanisme d'ajustement, l'utilisation d'offres implicites²⁰ par unité et une gestion centralisée des stocks (centrales hydrauliques ou effacement²¹).

Au contraire, dans le modèle alternatif, le GRT a une plus faible liberté d'action pour éviter les déséquilibres. Pour que la sûreté soit garantie, les acteurs de marché, en particulier les responsables

¹⁹ Notons que le modèle de sûreté *central dispatch* (e.g., le modèle utilisé en Italie) est encore plus centralisé que le modèle français.

²⁰ La capacité disponible à la hausse (respectivement à la baisse) est définie implicitement, en tant que différence entre le programme d'appel et la puissance maximale (respectivement minimale). Les acteurs définissent donc le prix de leur offre et leurs contraintes techniques (P_{min} , P_{max} ...).

²¹ Le GRT gère directement les contraintes de stock de ces offres. Par exemple, si le GRT anticipe une situation de fort déséquilibre, il peut décider de ne pas utiliser une offre à stock limité durant le reste de la journée afin de garder ce stock pour faire face à cette situation de déséquilibre.

d'équilibre (RE), doivent donc être davantage équilibrés afin d'éviter de trop grands déséquilibres du système. Cela peut notamment se traduire par une obligation légale pour les RE d'avoir un périmètre équilibré (comme en Allemagne), par un prix de règlement des écarts plus élevé et/ou un système d'incitation fort. Il convient de remarquer qu'une plus grande incitation pour les RE à s'équilibrer par eux-mêmes les conduit à constituer des marges individuelles pour pouvoir faire face à un déséquilibre à l'intérieur de leur propre périmètre. La constitution de marge par les RE eux-mêmes peut donc faire diminuer le besoin en réserves du GRT du modèle alternatif (i.e. la courbe bleue de la figure 4), et donc le besoin en contractualisation tel que défini dans la différence clé 1. Toutefois, le volume total de marges n'est pas pour autant réduit : il s'agit uniquement d'un transfert entre les RE et le GRT. Les effets de la réservation (notamment sur le marché de l'énergie) sont donc toujours présents, que cela se fasse au niveau du GRT ou au niveau des RE. De plus, les réserves que constituent les RE sont au moins aussi importantes que celles qu'aurait constituées le GRT, du fait de l'effet de foisonnement (le GRT peut prendre en compte cet effet, ce qui est impossible pour les RE). Ainsi, dans le cas alternatif, l'hypothèse d'une contractualisation au niveau maximum des besoins en réserves, avec une courbe en besoin identique au cas français (tel qu'illustré sur la figure 4) semble représenter le cas le plus favorable : cette hypothèse est conservée dans la suite de ce rapport.

Par ailleurs, la définition des produits de réserves dans le modèle alternatif (e.g. offres explicites et par portefeuille, fréquence d'activation illimitée...) donne une plus grande responsabilité aux acteurs de marché. En effet, les acteurs de marché doivent intégrer les particularités techniques de leurs capacités pour respecter la définition des produits standards²². Enfin, dans ce modèle, le GRT a besoin d'un niveau d'information moins important comparativement à celui nécessaire dans le modèle français.

En conclusion, le modèle français apparaît plus centralisé que le modèle alternatif, en donnant une place plus importante au GRT et une responsabilité moindre aux acteurs de marché (notamment les RE) dans la gestion de l'équilibre et la sûreté.

2.1.3 Différence clé 3 : la durée de la contractualisation des réserves

La troisième différence clé entre les modèles porte sur la durée de contractualisation des réserves, c'est-à-dire l'intervalle de temps pendant lequel un acteur s'engage à fournir le produit contractualisé (e.g. sur l'année, le mois...) ²³.

Le modèle français actuellement mis en place contractualise une partie des réserves (les réserves tertiaires) sur un pas annuel. Dans le modèle alternatif, même si la durée de contractualisation des réserves est à la discrétion de chaque pays, les GRT choisissent en pratique un délai assez court (e.g., à un rythme journalier et hebdomadaire en Allemagne, en fonction du type de réserves) ²⁴.

²² Contrairement au cas centralisé, les acteurs gèrent eux-mêmes les contraintes de stock dans leur portefeuille d'offres. Par exemple, pour être sûr de pouvoir répondre à une demande d'activation de la part du GRT (qui ne connaît pas les contraintes de stock et peut donc appeler les offres quand il veut), un acteur peut être amené à combiner deux offres à stock limité (chacune ayant un stock de 12h), afin de proposer au GRT une offre activable un nombre de fois illimité sur l'ensemble de la journée.

²³ Les produits visés par la contractualisation peuvent toutefois prendre en compte une autre dimension temporelle, par exemple l'acteur ne s'engage à fournir des réserves que durant les heures de pointe. Ce deuxième aspect temporel n'est pas celui étudié ici.

²⁴ La durée de contractualisation n'est a priori pas dépendante du choix du modèle de sûreté. Toutefois, il convient de remarquer que dans le cas où la contractualisation s'effectuerait à long terme dans le modèle alternatif, cela entraînerait un niveau de contractualisation très élevé (car basé sur le besoin le plus fort de l'année entière, estimé une année à l'avance). Dans cette étude, le choix est fait d'une contractualisation à court terme (et donc d'un niveau de contractualisation plus faible que dans le cas où la contractualisation se ferait à long terme). Il serait également possible d'imaginer un cas où la contractualisation se fait en partie à long terme et en partie à court terme. Toutefois, dans le cadre de cette étude, les caractéristiques des modèles de sûreté stylisés étudiés représentant volontairement les cas les plus extrêmes, cette situation intermédiaire n'est pas étudiée.

En résumé, les deux modèles stylisés sont construits à partir des trois différences clés synthétisées dans le tableau 1.

Tableau 1. Différences clés entre les deux modèles stylisés

	Modèle stylisé alternatif	Modèle stylisé français
Différence clé 1 : la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges	Pas d'activation pour cause marge Pas d'obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation élevé	Possibilité d'activation pour cause marge Obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation plus faible
Différence clé 2 : le niveau de centralisation	Modèle plus décentralisé : - Rôle du GRT moins important - Contraintes plus fortes sur les RE	Modèle plus centralisé : - Rôle du GRT plus important - Contraintes moins fortes sur les RE
Différence clé 3 : la durée de contractualisation des réserves	Contractualisation des réserves à plus court terme	Contractualisation des réserves à plus long terme pour une partie des réserves

2.2 Environnement et hypothèses

Les deux modèles de sûreté sont comparés en considérant leur application au système français uniquement, ce qui permet de formuler plusieurs hypothèses de travail.

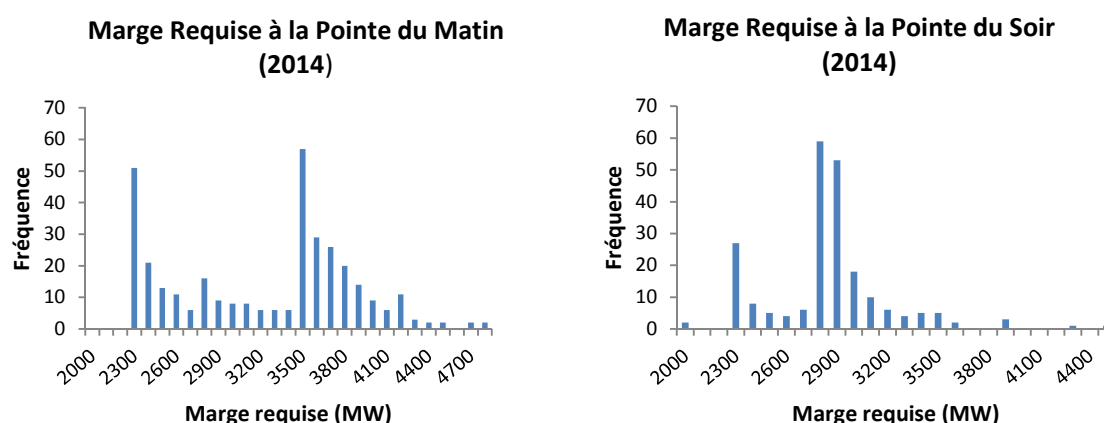
Les modèles stylisés étudiés partagent plusieurs hypothèses communes :

- Seules les réserves secondaires et tertiaires sont prises en compte (le niveau de réserve primaire est défini par l'ENTSO-E et est donc indépendant des modèles de sûreté en vigueur).
- Puisque les activations pour cause marge sont quasi exclusivement des offres à la hausse, seules les réserves à la hausse sont considérées.
- On considère que le niveau de réserves contractualisées ne varie pas au cours de l'année.
- On considère que les centrales réservées au-delà du bandeau de contractualisation commun aux deux modèles (qui est identique au niveau de contractualisation du modèle français, cf. figure 4) sont principalement des centrales thermiques²⁵.

²⁵ Le recours aux activations pour cause marge signifierait qu'il n'existe pas suffisamment d'offres flexibles (hydraulique, effacement) pour constituer les réserves. Ce déficit de centrales flexibles ne proviendrait pas d'un manque de capacité dans le marché français mais plus d'une préférence pour les acteurs à aller sur le marché de l'énergie plutôt que sur le marché des réserves. Ainsi, en première approche, il est possible de considérer seulement une contractualisation de centrales thermiques au-delà du bandeau commun.

Outre les hypothèses communes aux deux modèles de sûreté, la principale hypothèse les distinguant dans cette analyse réside dans le niveau de réserves contractualisées. Le modèle alternatif conduit à contractualiser plus de réserves que le modèle français (pour un même niveau de risque). Il convient d'estimer l'ordre de grandeur de la différence de niveau de réserves à contractualiser entre les deux modèles. Une valeur précise de cette différence nécessiterait une analyse approfondie de la part de RTE. Il est toutefois possible de faire une première hypothèse en estimant le niveau de réserves à contractualiser dans le modèle alternatif s'il était mis en place en France à l'aide des niveaux de marge requise calculés chaque jour par RTE pour la pointe du matin et du soir²⁶. Cette marge requise correspond à la quantité de réserves que RTE doit avoir à sa disposition pour que la probabilité de faire appel aux moyens exceptionnels vue du J-1 soit inférieure à 1% pour la pointe du matin et à 4 % pour la pointe du soir : il est donc possible d'approcher le niveau de réserves à contractualiser dans le modèle alternatif par le niveau de marge requise le plus élevé. La figure 5 présente les histogrammes de marge requise (fréquence en fonction du niveau de marge considéré) pour l'année 2014 pour les pointes du matin et du soir²⁷.

Figure 5. Histogramme des marges requises aux pointes du matin et du soir en France en 2014



Pour l'année 2014, le maximum de la marge requise est compris entre 4 GW et 5 GW. Le volume de réserves contractualisées variant très peu en fonction de l'état du système dans le modèle alternatif, il est possible, en première approche, de faire l'hypothèse que le volume à contractualiser soit égal à la valeur maximale de la marge requise sur l'année. De plus, dans le modèle de sûreté actuellement mis en place en France, un peu moins de 3 GW sont réservés à la hausse (0,6 GW de réserves secondaires²⁸, 1,5 GW de réserves rapides et complémentaires et 750 MW de contractualisation auprès des consommateurs). Il y aurait donc une différence de réserves contractualisées entre les deux modèles de sûreté de l'ordre de 1 GW à 2 GW. Dans une approche conservatrice, il est retenu que le modèle alternatif conduit à une contractualisation plus importante de 1 GW par rapport au modèle français²⁹.

²⁶ La marge requise lors de la pointe du soir n'est pas calculée durant la période estivale.

²⁷ Données disponibles à l'adresse suivante :

<http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/mecanisme/jour/marges.jsp>

²⁸ Les tailles des réserves secondaires variant selon la période de l'année, la valeur moyenne a été retenue, indiquée par RTE sur

<https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9693&mode=detail>

²⁹ Une alternative pour calculer la différence de niveau de contractualisation serait de comparer le niveau de réserves actuellement contractualisées en France (un peu moins de 3 GW) et en Allemagne (un peu plus de 4 GW, d'après les valeurs fournies sur le site www.regelleistung.net). Toutefois, cette alternative est imparfaite : les périmètres des deux modèles étant très différents (e.g. beaucoup plus de renouvelable intermittent en Allemagne, thermosensibilité de la consommation beaucoup plus forte en France), il n'est pas possible de comparer directement ces valeurs.

2.3 Critères économiques

Pour comparer l'efficacité à la maille française des deux modèles de sûreté, quatre critères économiques sont retenus.

- **Critère 1 : les distorsions provoquées par le modèle de sûreté sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés**

Ce critère a pour but d'évaluer les distorsions provoquées par le modèle de sûreté sur le marché de l'énergie. En effet, le fait de contractualiser des réserves ou d'activer des offres pour cause marge peut modifier le *merit order* du marché de l'énergie et *in fine* augmenter les coûts de production (par exemple, les réserves contractualisées ne peuvent plus produire d'énergie et d'autres centrales doivent produire à leur place). Il convient donc de comparer les distorsions du marché de l'énergie provoquées par une contractualisation de réserves supplémentaire par rapport aux distorsions dues aux activations pour cause marge. L'avis de l'ACER sur le *Balancing Code* évoque notamment ces distorsions³⁰.

- **Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix de règlement des écarts et gestion des marges**

Dans un système électrique libéralisé, le prix de règlement des écarts est une des principales incitations des acteurs, à la fois pour qu'ils équilibrent leur périmètre en énergie mais également pour qu'ils gardent une marge à la hausse suffisante dans leur périmètre afin de pouvoir faire face à un éventuel aléa les affectant. Le prix de règlement des écarts contribue donc à la sûreté du système. Il est donc important d'étudier les informations à disposition des responsables d'équilibre et les incitations envoyées par les deux modèles de sûreté via le prix de règlement des écarts pour s'assurer de l'efficacité des modèles. Deux points différents sont étudiés :

- la pertinence de déléguer la gestion des marges aux RE par le biais du prix de règlement des écarts,
- les éventuelles distorsions du prix de règlement des écarts que peut engendrer le modèle de sûreté.

- **Critère 3 : l'effet du modèle de sûreté sur la concurrence**

Ce troisième critère évalue les deux modèles quant aux questions de concurrence, au regard de leur sensibilité au pouvoir de marché et également vis-à-vis de la neutralité technologique par rapport à différents types de capacité, notamment celles flexibles et non flexibles. L'ACER a spécifiquement souligné ce point dans ses recommandations de juillet 2015³¹.

- **Critère 4 : les signaux d'investissement envoyés par le modèle de sûreté**

Alors que les précédents critères se focalisent plus sur les marchés de court terme (marché de l'énergie, marché des réserves et de l'ajustement), ce dernier critère se focalise sur l'aspect de long terme et les signaux d'investissement envoyés par les deux modèles.

³⁰ « The Network Code on Electricity Balancing shall define common principles for the procurement of reserves and balancing energy in order to ensure that [...] undue distortions within the internal market [...] are avoided », ACER (2012), *Framework Guidelines on Electricity Balancing*.
http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf

³¹ « To ensure fair competition between [Balancing Service Providers] ». Cf. note de bas de page 13

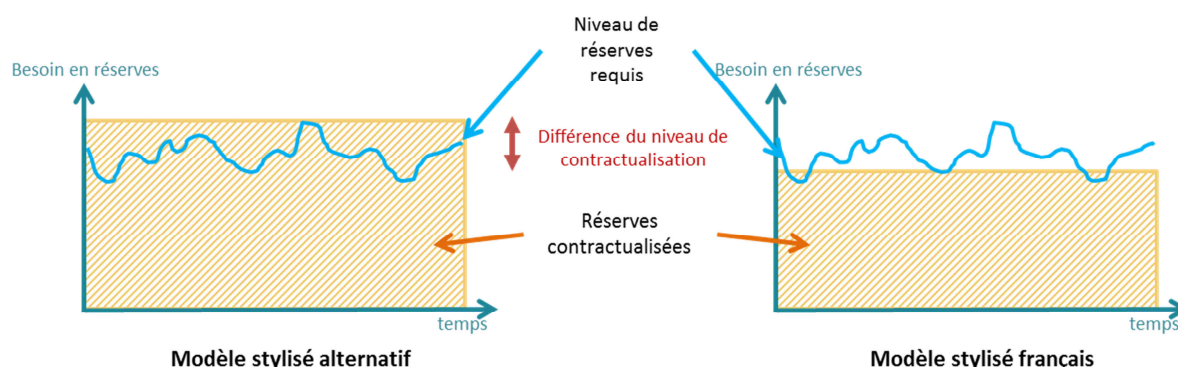
3 Analyse économique comparative selon les critères retenus

Dans cette section, les quatre critères économiques précédemment définis sont utilisés pour étudier et comparer les deux modèles de sûreté.

3.1 Critère 1 : Etude des distorsions provoquées par le modèle de sûreté sur le marché de l'énergie et des surcoûts associés

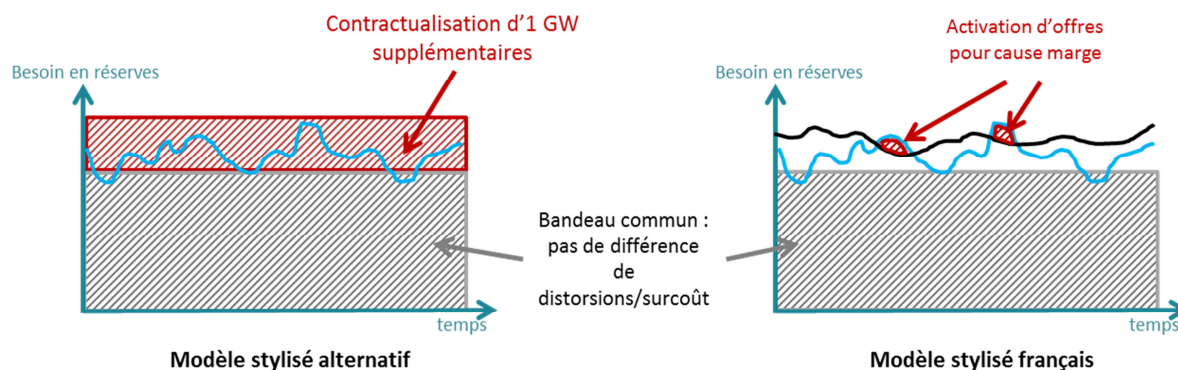
L'analyse des potentielles distorsions des deux modèles de sûreté sur le marché de l'énergie est menée en deux étapes. Dans une première phase, seul l'effet de la contractualisation de réserves sur le marché de l'énergie est analysé. Cela revient à ne pas considérer dans un premier temps l'effet des activations pour cause marge et à comparer uniquement les effets dus à une différence dans le niveau de contractualisation. Cette première étape est illustrée schématiquement sur la figure 6.

Figure 6. Etape 1 – Analyse des effets sur le marché de l'énergie d'une différence de niveau de contractualisation



Dans un second temps, l'effet des activations pour cause marge sur le marché de l'énergie est considéré. Cet effet est comparé à l'effet d'une contractualisation de réserves supplémentaires dans le cas du modèle alternatif. Cette comparaison est faite à travers l'étude de plusieurs indicateurs. Les deux effets sont comparés schématiquement en rouge sur la figure 7.

Figure 7. Etape 2 - Comparaison des effets d'une contractualisation supplémentaire et des activations pour cause marge



3.1.1 Etape 1 : Etude des distorsions dues à la contractualisation de capacités

Un acteur ayant une capacité contractualisée a obligation de mettre à disposition du GRT cette capacité pour que celui-ci puisse l'utiliser pour équilibrer le système le cas échéant. Dans le cas de centrales thermiques contractualisées à la hausse (hypothèse de travail), cela conduit à deux conséquences :

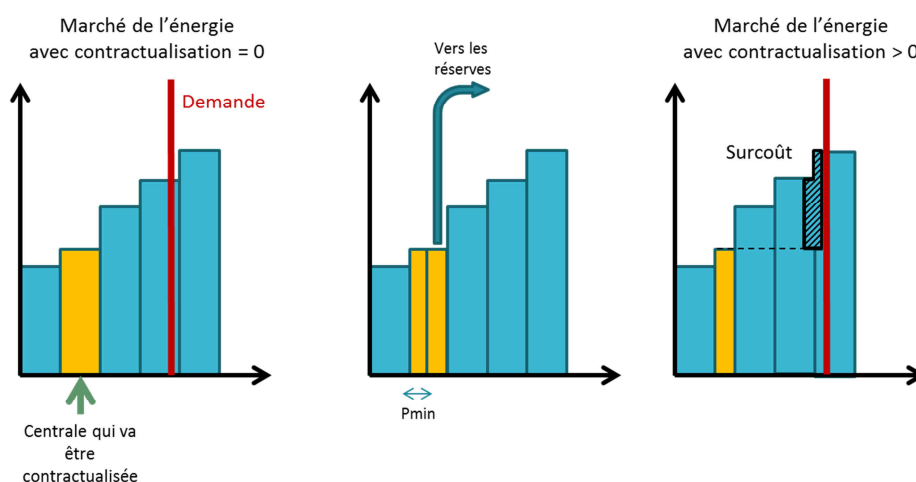
- Puisque la capacité doit répondre rapidement en cas de demande du GRT, cela suppose que la centrale soit déjà démarrée (notamment dans le cas où sa flexibilité est faible) ;
- Puisque la capacité réservée doit être en mesure de fournir de la réserve à la hausse le cas échéant, elle ne peut pas produire à son niveau maximum.

Ces deux contraintes provoquent des distorsions sur le marché de l'énergie, que les moyens de production réservés soient infra-marginaux ou extra-marginaux³².

Si la capacité contractualisée est infra-marginale (i.e. elle produirait dans une situation sans contractualisation), sa contractualisation l'empêche de produire à pleine puissance et une centrale plus chère doit compenser cette non-production. La figure 8 illustre cette situation pour une centrale proposant une capacité à contractualiser de $(P_{max}-P_{min})$. La non-production de cette quantité est compensée par des centrales plus chères, conduisant donc à un surcoût de production, représenté en noir sur le schéma le plus à droite de la figure 8.

Dans le cas où la capacité contractualisée est extra-marginale (i.e. elle ne produirait pas dans une situation sans contractualisation), il est nécessaire de la démarrer et de la faire produire au moins à sa puissance minimum (*must run*) afin qu'elle puisse réagir rapidement si le GRT l'appelle. Cela contraint donc une centrale moins chère à réduire sa production (cf. figure 9), entraînant également un surcoût de production³³.

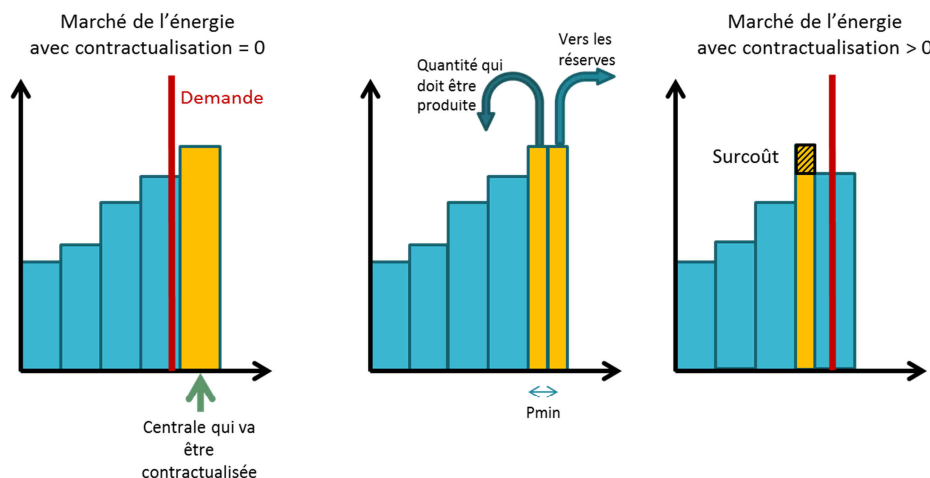
Figure 8. Distorsions du marché de l'énergie dans le cas de centrales contractualisées infra-marginales



³² Infra-marginale (respectivement extra-marginale) désigne une capacité qui aurait produit (respectivement n'aurait pas produit) sur le marché de l'énergie si elle n'avait pas été réservée, ses coûts étant inférieurs (respectivement supérieurs) au prix de l'énergie.

³³ Il peut paraître surprenant d'imaginer un acteur vendre sa production sur le marché de l'énergie à un prix inférieur à ses coûts. Cela est possible si la perte qu'il subit sur le marché de l'énergie est compensée par ce qu'il gagne avec la contractualisation. Les acteurs effectuent donc un arbitrage entre les différents marchés pour décider de contractualiser ou non leurs capacités.

Figure 9. Distorsions du marché de l'énergie dans le cas de centrales contractualisées extra-marginales



Il convient toutefois de noter que les surcoûts dus à la contractualisation peuvent être réduits dans les cas où les centrales contractualisées seraient davantage constituées de capacités d'effacement (capacité extra-marginale et sans puissance minimale) ou avec un mix énergétique plus flexible (e.g. moyens de production hydraulique, qui n'ont pas de contrainte de démarrage et de *must run*). Toutefois, dans le cas du système français, comme mentionné dans les hypothèses, il est possible de considérer que les capacités contractualisées au-delà du bandeau commun (i.e. les réserves supplémentaires qui devraient être contractualisées dans le cas alternatif) sont principalement des centrales thermiques³⁴.

Ainsi, la contractualisation de réserves, quelle que soit leur position dans le *merit-order*, conduit à des distorsions du marché de l'énergie et à des surcoûts de production³⁵. Comme le modèle alternatif nécessite de contractualiser plus de capacité que le modèle français (que ce soit directement via le GRT ou indirectement via les RE – ces derniers ne bénéficiant pas de l'effet de foisonnement des réserves), il conduit toujours à un niveau de distorsions et de surcoûts plus important.

3.1.2 Etape 2 : Comparaison qualitative des distorsions dues à une contractualisation supplémentaire et celles dues aux activations pour cause marge

Une fois établi que la contractualisation de réserves supplémentaires provoque des distorsions du marché de l'énergie, il convient de comparer ces distorsions à celles provoquées par les activations pour cause marge. En effet, ces activations ont un impact direct sur le marché de l'énergie puisque le GRT, en les activant, impose au marché une production qui aurait pu être produite par des centrales moins chères.

³⁴ En tout état de cause, il y aurait également des surcoûts dans le cas où ces capacités contractualisées seraient des capacités hydrauliques infra-marginales (car des centrales plus chères devraient compenser leur non-production).

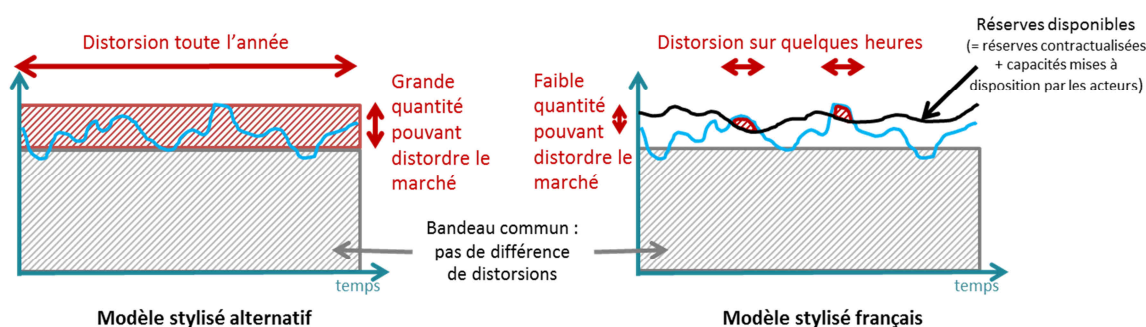
³⁵ En revanche, les effets sur les prix de l'énergie ne sont pas univoques, en particulier le prix de l'énergie n'est pas forcément supérieur dans le cas avec contractualisation par rapport au cas sans. Cela dépend fortement des arbitrages faits par les acteurs, et donc de leurs coûts d'opportunité (e.g., dans une situation où toutes les réserves contractualisées sont extra-marginales, les acteurs concernés par cette contractualisation vont proposer leur puissance minimale sur le marché de l'énergie à un prix faible pour qu'elle soit acceptée. Le prix de l'énergie peut ainsi fortement diminuer, pour inciter les centrales non contractualisées à réduire leur production).

La comparaison des distorsions se fait donc sans considérer le bandeau commun de contractualisation représenté sur la figure 7 et en comparant uniquement les distorsions provoquées par les zones hachurées en rouge pour chaque modèle.

En première approche, il est possible de remarquer deux différences importantes concernant les possibles distorsions provoquées par les deux modèles. Celles-ci sont représentées schématiquement sur la figure 10. La première différence concerne la durée pendant laquelle les modèles distordent le marché de l'énergie : dans le modèle alternatif, les réserves supplémentaires sont contractualisées toute l'année alors que pour le modèle français, les activations pour cause marge ne concernent qu'un nombre limité d'heures, celles pour lesquelles le GRT anticipe une quantité de réserves disponibles insuffisante par rapport au besoin.

La deuxième différence réside dans le volume de capacités pouvant distordre le marché de l'énergie. Le modèle alternatif a besoin de contractualiser en supplément une grande quantité de capacité pour pouvoir répondre aux déséquilibres les plus forts. Dans le modèle français, l'obligation de fournir les capacités disponibles pour les acteurs permet au GRT de ne pas devoir contractualiser de capacités supplémentaires, à part dans le cas où ces capacités mises à disposition par les acteurs ne seraient pas suffisantes pour faire face aux possibles déséquilibres. Il doit alors activer des offres d'ajustement pour cause marge. Le niveau des activations pour cause marge reste toutefois bien inférieur au niveau de contractualisation supplémentaire dans le modèle alternatif, en raison de l'obligation de proposer la capacité disponible (le niveau d'activation étant égal à la différence entre les niveaux de réserves disponibles et requises). Ainsi, on peut également observer une différence dans la taille des capacités qui peuvent distordre le marché (i.e. les capacités contractualisées au-delà du bandeau commun dans le modèle alternatif et les offres d'ajustement activées pour cause marge dans le modèle français).

Figure 10. Différences de distorsions entre les deux modèles



Il est possible d'illustrer ces deux effets en utilisant les données des activations pour cause marge disponibles sur le site de RTE³⁶. Cela permet de réaliser une première évaluation des distorsions causées par les activations pour cause marge. Ces valeurs sont ensuite comparées avec le cas théorique du modèle alternatif où 1 GW de capacité est contractualisé en plus.

Pour cela, plusieurs indicateurs sont étudiés pour évaluer la taille des distorsions pour les deux modèles, à savoir :

- Le nombre de pas demi-horaire où : 1) des réserves supplémentaires sont contractualisées dans le modèle alternatif et 2) l'activation pour cause marge est réalisée dans le modèle français,

³⁶ Données disponibles à l'adresse suivante : <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/mecanisme/jour/volume.jsp>

- Le volume d'énergie imposée au marché dû : 1) à la contractualisation des réserves supplémentaires dans le modèle alternatif et 2) aux activations d'offres pour cause marge dans le modèle français,
- La « valeur » de l'énergie (énergie valorisée au prix spot du pas horaire correspondant) : 1) contractualisée en supplément dans le modèle alternatif et 2) activée pour cause marge dans le modèle français.

Afin de faire ces calculs, il convient d'établir le volume d'énergie qui distord le marché de l'énergie du fait de la contractualisation des réserves et le volume d'offres d'ajustement activées pour cause marge. Dans le cas du modèle alternatif, une hypothèse est faite sur les capacités qui sont contractualisées : il s'agit uniquement de centrales extra-marginales, thermiques et ayant un *must run* de 30% de leur puissance nominale³⁷. Ainsi, cela signifie que pour pouvoir contractualiser 1 GW de réserves, les centrales doivent produire 30% de leur capacité nominale sur le marché de l'énergie, soit environ 430 MW³⁸, et ce pour toutes les heures de l'année. C'est cette quantité d'énergie qui distord le marché de l'énergie (et non pas les 1 GW) et qui est donc utilisée par la suite dans les comparaisons des différents indicateurs. Pour le modèle français, en activant des offres pour cause marge, le GRT force ces capacités à produire et les impose donc au marché : la valeur du volume activé par pas demi-horaire (disponible sur le site de RTE) est donc retenue pour le modèle français dans le calcul des indicateurs³⁹.

Le tableau 2 ci-dessous synthétise les différentes valeurs des indicateurs et le ratio entre ces valeurs pour les deux modèles de sûreté, pour les années 2010 à 2014⁴⁰.

Tableau 2. Niveau relatif de distorsions entre les deux modèles pour différents indicateurs

Indicateur	Modèle alternatif [1]	Modèle français [2]	Niveau relatif de distorsions [1]/[2]
Nombre de pas demi-horaire	87 648	5 387	16
Energie imposée au marché (TWh)	18,8	1,4	13
Valeur de l'énergie imposée au marché (M€)	834	85	10

³⁷ A. Schroder et al. (dans *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*, DIW Berlin, 2013), en analysant les différentes valeurs mentionnées dans la littérature, indiquent une puissance minimale pour les CCGT de 30% à 50% de la puissance nominale. En prenant une approche conservatrice, la valeur inférieure est retenue ici.

³⁸ Les 1 GW de capacité réservée correspondant à 70% de la capacité nominale (celle qui n'est pas produite), on peut en déduire la valeur des 30% restants qui correspond à l'énergie produite pour respecter le critère de puissance minimale, i.e. $430 \text{ MW} = 30\% \times 1 \text{ GW} / 70\%$.

³⁹ Dans l'idéal, il faudrait étudier dans chaque cas le surcoût de production, c'est-à-dire la différence de coûts de production entre le cas sans activation pour cause marge (respectivement sans contractualisation supplémentaire) et le cas avec activation (respectivement avec contractualisation supplémentaire). Toutefois, cette différence est difficile à calculer car cela suppose notamment de connaître les centrales qui auraient produit dans le cas hypothétique sans activation (ou sans contractualisation). Une analyse simplifiée de ces surcoûts est donc mise en place dans ce rapport. Il conviendrait également de prendre en compte les éventuelles distorsions provoquées par la gestion centralisée des stocks dans le modèle français. En effet, dans ce modèle, le GRT peut éviter qu'une offre à stock limitée produise afin de conserver les marges pour une situation plus tendue dans la journée. Une autre offre plus chère doit donc compenser la non-production. Enfin, il convient de noter que l'analyse est ici effectuée sur le seul périmètre des coûts dus aux actions du GRT (via une contractualisation ou une activation pour cause marge). En pratique, il faudrait également considérer le coût des actions des RE.

⁴⁰ Il est également possible de comparer ces distorsions en les évaluant par rapport à une grandeur de référence. Par exemple, en prenant comme référence le volume d'énergie échangé sur le marché J-1 en France, le modèle français impose au marché environ 0,5% du volume de référence, contre plus de 6% pour le modèle alternatif. De même, en comparant avec la consommation nationale, le ratio est de 0,06% pour le modèle français et de 0,7% pour le modèle alternatif.

A travers ces différents indicateurs, on remarque que le niveau de distorsions dans le modèle alternatif est très supérieur à celui dans le modèle français, que ce soit en termes de nombre d'heures, de quantité ou valeur d'énergie imposées au marché.

On peut également noter que le niveau relatif de distorsions pour le troisième indicateur "Valeur de l'énergie imposée au marché" est plus faible que celui pour l'indicateur "Energie imposée au marché". Cela montre bien que le modèle français fait peu d'activation pour cause marge mais a tendance à le faire quand le système est plus tendu (i.e. quand le prix de l'électricité est le plus élevé), c'est-à-dire des moments où l'effet des distorsions est potentiellement important. Toutefois, même en prenant cela en compte, le modèle alternatif conduit toujours à des distorsions plus fortes que le modèle français.

3.1.3 Conclusion sur le critère 1 : le modèle de sûreté français introduit moins de distorsions et de surcoûts sur le marché de l'énergie

Cette analyse qualitative en deux étapes a montré que le modèle alternatif, en contractualisant une plus grande quantité de réserves que le modèle français, conduit à de plus fortes distorsions du marché de l'énergie et donc à des surcoûts de production plus importants. De plus, à travers une analyse des données d'activation pour cause marge, il apparaît que les distorsions dues aux activations pour cause marge sont très limitées, comparativement à la contractualisation supplémentaire dans le modèle alternatif, à la fois en nombre d'heures, en quantité et valeur de l'énergie concernée. Ainsi, les distorsions du marché de l'énergie et les surcoûts associés au modèle français semblent plus faibles que ceux du modèle alternatif.

Sur ce point, la moindre efficacité économique du modèle alternatif s'explique par deux principaux motifs. En premier lieu, le dimensionnement des réserves du modèle alternatif, réalisé bien avant de connaître le besoin effectif de réserve, conduit à un surdimensionnement de la quantité à contractualiser et à une distorsion plus élevée. En second lieu, l'efficacité du modèle français actuel s'explique par l'utilisation de la capacité techniquement disponible (par le biais des offres implicites modulables et mieux adaptables aux besoins) alors que le modèle alternatif ne l'utilise pas. La valeur de la capacité techniquement disponible est donc complètement captée par le modèle français et ne le serait que partiellement dans le modèle alternatif. En s'appuyant sur les capacités disponibles, le GRT dispose de davantage de ressources pour étudier les besoins en réserves et distordre ainsi le marché le moins possible.

L'efficacité du modèle français sur ce point n'est toutefois possible qu'à la condition que le GRT sache maîtriser ce modèle et ses particularités, notamment la prévision des marges requises, celle des marges disponibles et la gestion des activations pour cause marge.

3.2 Critère 2 : Interactions entre modèle de sûreté, prix de règlement des écarts et gestion des marges

Dans un système électrique libéralisé, le prix de règlement des écarts⁴¹ est un des vecteurs principaux d'incitation des acteurs. Ce prix donne d'abord des incitations aux RE pour qu'ils équilibrent leur périmètre en énergie. Il donne également des incitations à ces mêmes acteurs pour qu'ils gardent une marge à la hausse suffisante dans leur périmètre afin de pouvoir faire face à un éventuel aléa les affectant, contribuant ainsi à la sûreté du système. L'information à disposition des RE et les incitations envoyées par les deux modèles de sûreté via le prix de règlement des écarts sont étudiées selon deux points :

- l'évaluation de la pertinence de la décentralisation de la gestion de la marge via le prix de règlement des écarts,
- l'impact du modèle de sûreté sur le prix de règlement des écarts, et donc *in fine* sur les incitations envoyées aux RE.

3.2.1 Analyse de la pertinence de déléguer la gestion des marges aux RE par le biais du prix de règlement des écarts

Cette première section s'intéresse à la pertinence de la décentralisation du problème de la gestion de la marge via le prix de règlement des écarts. En effet, le modèle français actuel et le modèle alternatif ont une approche différente quant aux rôles des RE, du GRT et quant à l'utilisation du prix de règlement des écarts pour informer et inciter les acteurs à contribuer à la marge du système et à la sûreté. Comme évoqué dans la définition des différences clés entre les deux modèles, le modèle stylisé français présente un caractère plus centralisé que le modèle alternatif. Ainsi, dans le modèle alternatif, un poids plus important est donné aux RE et au prix de règlement des écarts pour assurer l'équilibre du système et la constitution de marges. En l'absence d'une gestion centralisée de la marge proche du temps réel, les acteurs de marché ont un rôle plus important dans la gestion des marges. Il convient donc d'étudier la pertinence et l'efficacité de ces deux organisations.

Les avantages et inconvénients d'une organisation reposant sur les actions d'un acteur régulé et centralisé par rapport à une organisation se basant sur les actions décentralisées des acteurs de marché sont classiques de la littérature économique⁴². D'un côté, l'acteur centralisé (ici le GRT) peut être plus efficace pour prendre en compte certaines caractéristiques du marché (notamment les externalités). D'un autre côté, l'acteur centralisé peut avoir un problème de manque d'informations sur les moyens de production et ne pas avoir suffisamment d'incitations à agir efficacement. Ces différents points sont présentés par la suite.

Tout d'abord, le modèle français semble plus efficace car il permet de corriger les probables défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et sur des décisions décentralisées. En raison des nombreuses caractéristiques du système électrique et des acteurs de marché, de telles

⁴¹ Notons que l'obligation légale pour les RE d'avoir un périmètre équilibré conduit à des incitations similaires. En effet, le non-respect de la contrainte légale peut se traduire par des conséquences économiques importantes et donc générer des incitations similaires à celles résultant du prix de règlement des écarts.

⁴² Voir par exemple Williamson (1996).

défaillances sont très probables et peuvent avoir des conséquences importantes. Ces caractéristiques sont par exemple :

- la prise en compte des non-convexités, notamment les coûts de démarrage des centrales,
- les effets de foisonnements (un modèle basé sur un prix de règlement des écarts très pénalisant peut conduire à des réserves importantes RE par RE et à des inefficacités),
- la gestion des capacités à stock limité afin d'assurer la sûreté (e.g. savoir à quel moment de la journée il est le plus efficace d'activer une offre à stock limité dans le cas où la sûreté peut être menacée).

Un acteur centralisé est le plus à même de considérer ces caractéristiques du système électrique et de les prendre en compte lors de gestion des marges. Par ailleurs, les acteurs de marché peuvent présenter d'autres défaillances qui limiteraient l'efficacité de leurs actions. Cela peut être un manque d'information sur l'état du système, notamment proche du temps réel, ou l'impossibilité de se répartir de façon coordonnée le dimensionnement des réserves et d'agir de façon proactive pour créer la marge nécessaire, à moins de nécessiter des coûts de transaction élevés. Un acteur centralisé semble moins sujet à ces limitations. Ainsi, en prenant en compte ces différents défauts et caractéristiques, il semble que le modèle français soit plus adapté à la résolution de ce problème complexe de gestion des réserves et des marges.

Toutefois, le modèle centralisé présente deux inconvénients liés au caractère régulé du GRT et à la centralisation, qui s'avèrent peu pertinents en pratique dans le système français. Tout d'abord, sur certains aspects, l'acteur centralisé peut disposer de moins d'informations que les acteurs décentralisés, notamment sur les caractéristiques techniques des centrales électriques. Cela peut donc conduire le GRT à prendre des décisions non optimales au regard des possibilités et des coûts des centrales. Le GRT peut également manquer d'informations sur ce qu'il se passe à l'étranger (e.g. si les RE nationaux se sont rééquilibrés avec des capacités situées à l'étranger) et donc potentiellement ne pas agir efficacement. De plus, l'acteur centralisé peut manquer d'incitations à agir par rapport à des acteurs décentralisés, le GRT ne bénéficiant pas directement de tous les gains d'efficacité comme c'est le cas pour les RE. Cependant, ces défauts semblent moins importants dans le cas actuel du système français. En effet, le GRT français, RTE, a maintenu des exigences en termes de transmission d'information sur les caractéristiques techniques des centrales. Il s'appuie ainsi sur une connaissance fine de ces caractéristiques, détaillées dans les offres implicites d'ajustement par les acteurs s'ils le souhaitent. De plus, RTE est responsable légalement de l'équilibre du système. L'acteur centralisé est donc ici directement incité à gérer efficacement le niveau de réserves.

Par ailleurs, il convient de noter que le GRT peut se tromper dans ses décisions (pour des raisons autres qu'un manque d'informations par rapport aux acteurs). Cela peut être dû notamment à des valeurs du système qui varient fortement d'une façon peu prévisible (e.g. capacités dont la production reprend plus tôt que prévue après un déclenchement). Ainsi, cela peut amener le GRT à activer des offres pour cause marge en prévision d'un fort déséquilibre. Dans le cas où ces anticipations ne s'avèrent pas, le système peut être finalement à la baisse ce qui conduit le GRT à activer des offres à la baisse pour compenser les précédentes activations pour cause marge (situation de contre-ajustement). Cela entraîne donc une inefficacité. Toutefois, il est fortement probable que lors de ces situations peu prévisibles les acteurs décentralisés n'aient pas une meilleure information que le GRT et que leurs actions conduisent également à des inefficacités.

Il semble donc que dans le cas du système français, le modèle centralisé, donnant une responsabilité plus forte au GRT et moindre aux RE, soit plus efficace pour gérer la sûreté du système que le modèle alternatif.

3.2.2 Analyse des éventuelles distorsions du prix de règlement des écarts par le modèle de sûreté

La distorsion du prix de règlement des écarts peut avoir des conséquences importantes sur les incitations envoyées aux RE, notamment sur les incitations à contribuer à la marge à la hausse. En cas de diminution de ces incitations, le modèle peut paradoxalement détériorer le niveau des marges via le prix de règlement des écarts et donc conduire à une utilisation plus importante des réserves (et les surcoûts que cela engendre). Pour analyser cela, il convient d'étudier l'effet d'une activation d'offre pour cause marge (modèle français) et l'effet d'une contractualisation de réserves supplémentaires (modèle alternatif) sur le prix de règlement des écarts.

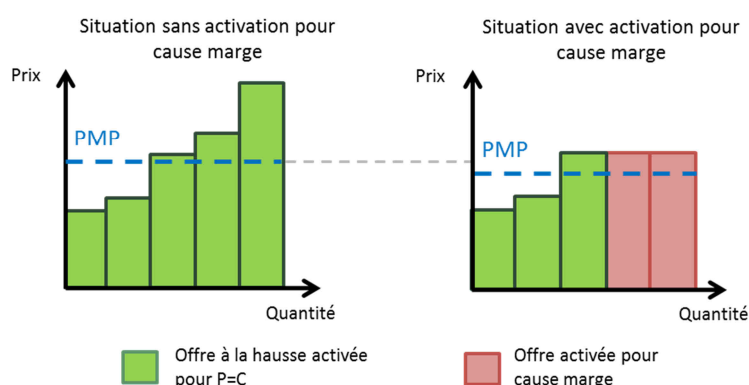
Etude pour le modèle français

Pour étudier correctement les effets des activations pour cause marge sur le prix de règlement des écarts, il convient de comparer une situation avec activation pour cause marge et une situation sans activation mais avec un même volume total d'ajustement activé sur le mécanisme d'ajustement⁴³. Pour le modèle français tel qu'il est actuellement mis en place, le prix de règlement des écarts est calculé sur la base du prix moyen pondéré (PMP) des offres activées dans le sens de la tendance (e.g., si le système est à la hausse, la moyenne se fait sur les offres activées à la hausse).

- Tendance du système à la hausse

Les offres activées pour cause marge participent à l'ajustement à la hausse et remplacent d'autres offres qui auraient été appelées dans le cas sans activation (cf. figure 11). Or, pour le calcul du prix moyen pondéré (et donc le prix de règlement des écarts) tel qu'il est fait actuellement dans le modèle français, les prix des offres activées pour cause marge sont plafonnés au niveau de la dernière offre acceptée pour l'équilibrage et qui n'a pas été activée pour cause marge⁴⁴. Ainsi le prix retenu pour les offres pour cause marge sera dans tous les cas inférieur ou égal à leur équivalent dans le cas sans activation. Le prix moyen pondéré et le prix de règlement des écarts sont donc inférieurs ou égaux dans le cas avec activation pour cause marge par rapport à un cas sans activation. Si ce prix diminue, les RE paient moins chers leurs écarts, i.e. ceux-ci sont moins incités à réduire leurs écarts, à s'équilibrer et à contribuer à la marge à la hausse du système.

Figure 11. Effet des activations pour cause marge dans le cas d'un système à la hausse



⁴³ En effet, dans le modèle français, le GRT peut activer des offres sur le mécanisme d'ajustement pour plusieurs raisons, principalement pour rétablir l'équilibre du système (activation pour cause P=C) mais aussi pour reconstituer les marges ou les services systèmes. Dans les deux derniers cas, même si l'objectif premier de l'activation n'est pas d'équilibrer production et consommation, l'électricité produite suite à l'activation de ces offres (ou non produite dans le cas d'activation à la baisse) participent indirectement à l'objectif P=C. Ainsi, moins d'offres pour cause P=C sont appelées. C'est pourquoi les situations avec et sans activation pour cause marge doivent être comparées avec un même volume total activé sur le mécanisme d'ajustement (et non pas avec un même volume d'activation pour cause P=C).

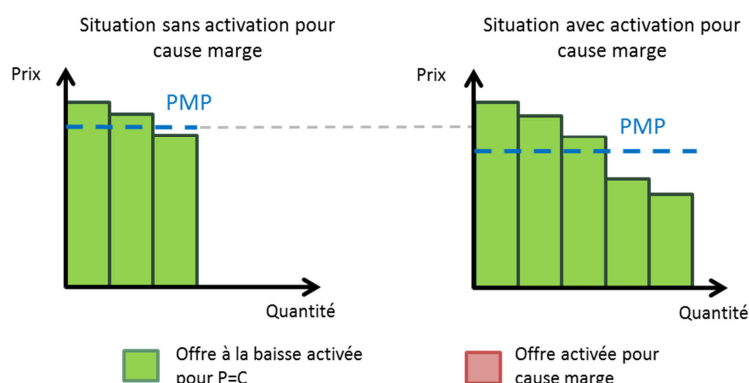
⁴⁴ La différence entre le prix réel des activations pour cause marge et celui retenu pour l'établissement du prix de règlement des écarts est récupérée via un autre mécanisme.

- Tendence du système à la baisse

Dans cette situation, les activations pour cause marge (considérées comme uniquement à la hausse) sont à contresens de la tendance du système. Ainsi, en plus de l'énergie à activer pour résoudre les déséquilibres, le GRT doit également appeler des offres à la baisse pour compenser l'énergie produite par les centrales précédemment activées pour cause marge (cf. figure 12, dans le cas de deux offres acceptées pour cause marge). En demandant plus de volume d'ajustement à la baisse dans le cas avec une activation pour cause marge, le GRT fait donc baisser mécaniquement le prix moyen pondéré et donc le prix de règlement des écarts.

Dans le mécanisme actuel de règlement des écarts en France, lors d'une tendance à la baisse, les RE en écarts positifs sont payés par RTE au prix de règlement des écarts⁴⁵. Si ce prix diminue, les RE sont moins incités à avoir des écarts positifs. Le système est ainsi mieux équilibré dans l'immédiat. Toutefois, ces RE sont également moins incités à contribuer à la marge à la hausse du système à échéance. En effet, sachant que leurs éventuels écarts positifs seront moins rémunérés, les acteurs sont incités à les réduire. Cela ne pose pas de problème si la tendance à échéance du système est à la baisse (au contraire, ce comportement va dans le bon sens). En revanche, si le système présente une tendance à échéance à la hausse, cela augmente le déséquilibre du système, et ainsi les actions que doit entreprendre le GRT en conséquence. De façon paradoxale, les activations pour cause marge peuvent donc détériorer le niveau des marges via le prix de règlement des écarts, en incitant les acteurs à moins contribuer à la marge à la hausse du système à échéance.

Figure 12. Effet des activations pour cause marge dans le cas d'un système à la baisse



Une analyse économétrique du prix de règlement des écarts en France a été menée afin de confirmer (ou non) ces résultats. Les détails de cette analyse sont présentés en annexe. Pour le cas à la baisse, les résultats vont dans le sens de l'analyse théorique ci-dessus. Toutefois, dans le cas d'une tendance à la hausse, l'analyse économétrique montre que les activations pour cause marge provoqueraient une augmentation du prix de règlement des écarts, et donc de meilleures incitations à s'équilibrer et à participer à la marge à la hausse pour les RE.

Etude pour le modèle alternatif

Dans le cas du modèle alternatif, l'effet de la contractualisation supplémentaire peut également réduire les incitations des RE à s'équilibrer et à contribuer à la marge du système. En effet, en théorie, la contractualisation des réserves (qui reçoivent alors une rémunération pour leur capacité) devrait faire baisser le prix de l'énergie sur le mécanisme d'ajustement (par rapport à une situation

⁴⁵ En pratique, ce prix moyen pondéré est multiplié par un coefficient, mais cela ne change pas le raisonnement.

sans contractualisation à l'avance), et *in fine* faire baisser le prix de règlement des écarts, diminuant ainsi les incitations à contribuer à la marge à la hausse.

Toutefois, en comparant la différence entre le prix de règlement des écarts et le prix J-1 en Allemagne (qui utilise un modèle alternatif) et en France, il apparaît que les offres sur le mécanisme d'ajustement sont plus élevées en Allemagne qu'en France, relativement au prix J-1⁴⁶. Cela pourrait s'expliquer par les particularités du mécanisme allemand, notamment le fait que les capacités contractualisées doivent définir leur prix de l'énergie au moment de réaliser les offres sur la capacité. Ainsi, n'étant pas sûres de leurs coûts futurs, les capacités peuvent intégrer une prime de risque dans leur offre pour refléter cette incertitude, ce qui peut conduire à un prix d'ajustement et donc de règlement des écarts plus élevés.

Conclusion

En conclusion, les deux modèles semblent diminuer les incitations données aux RE à contribuer aux marges, par l'effet d'une baisse des prix de règlement des écarts. Néanmoins, cet effet semble limité dans les deux cas en pratique : le prix de règlement des écarts en Allemagne semble plus élevé avec une contractualisation des réserves et les résultats économétriques pour le cas d'un système à la hausse en France montrent que le prix de règlement des écarts augmente s'il y a une activation pour cause marge. Ainsi, il ne semble pas possible de différencier les deux modèles sur ce point.

3.2.3 Conclusion sur le critère 2 : le modèle de sûreté français, gérant les marges de manière centralisée, permet de mieux s'adapter aux caractéristiques du système électrique et de compenser les défauts d'information des acteurs de marché

Ce critère a été étudié selon deux points. Il s'agissait tout d'abord d'évaluer la pertinence de la décentralisation de la gestion de la marge via le prix de règlement des écarts. Puisque le problème de gestion des marges est complexe à résoudre (présence d'externalités notamment) et que les acteurs de marché ne sont pas en mesure de se coordonner conjointement de façon efficace pour le résoudre, un acteur centralisé est plus à même de le résoudre. Ainsi le modèle centralisé français permet donc de compenser les défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et les décisions décentralisées. De plus, les possibles défauts d'un mécanisme centralisé (manque d'incitations et manque d'informations) ne semblent pas pertinents dans le cas français.

Le second point analysé concerne l'impact sur le prix de règlement des écarts de la façon dont le GRT gère les marges et les réserves, et *in fine* sur les incitations envoyées aux RE. Il apparaît difficile de départager les deux modèles de sûreté sur ce point par une analyse qualitative. D'un point de vue théorique, les deux modèles devraient réduire les incitations envoyées aux RE. Mais les analyses empiriques ne permettent pas d'arriver à une conclusion si tranchée.

⁴⁶ Pour l'année 2014, dans le cas d'un système à la baisse (respectivement à la hausse), la différence moyenne entre le prix J-1 et le prix de règlement des écarts est de -10.7€/MWh en France et de -57.3€/MWh en Allemagne (respectivement 15.9€/MWh en France et de 43.7€/MWh en Allemagne).

3.3 Critère 3 : l'effet du modèle de sûreté sur la concurrence

Trois points sont étudiés pour ce critère :

- Le mode de sélection des offres contractualisées et activées pour cause marge,
- La robustesse du mode de sélection des offres au pouvoir de marché,
- La neutralité technologique du modèle mis en place.

3.3.1 Analyse du mode de sélection des offres contractualisées et activées pour cause marge

Les deux modèles stylisés utilisent un *merit order* pour sélectionner les offres, que ce soit pour la contractualisation des réserves dans les deux modèles ou pour l'activation des offres pour cause marge pour le modèle français. En théorie, la contractualisation des réserves secondaires dans le modèle français ne se fait pas selon des enchères mais est imposée aux producteurs. Toutefois, les producteurs peuvent choisir de fournir la réserve avec les centrales qu'ils souhaitent et peuvent même s'échanger ce produit via un marché secondaire, également ouvert aux traders et aux consommateurs. Ainsi, en pratique, les centrales les moins chères fournissent la réserve secondaire et la sélection se fait selon un *merit order*⁴⁷.

3.3.2 Analyse de de la robustesse du mode de sélection au pouvoir de marché

Le modèle français semble moins sensible au pouvoir de marché. En effet, dans ce modèle, une partie des réserves est contractualisée à long terme, généralement à l'année, alors que cela est fait sur des horizons plus courts (e.g. de façon hebdomadaire) dans le modèle de sûreté alternatif. Selon la littérature économique la contractualisation de long terme permet de limiter le pouvoir de marché des acteurs. En effet, puisque les acteurs s'engagent sur une longue période, leur marge de manœuvre pour profiter du pouvoir de marché lors de situations tendues du système est fortement diminuée⁴⁸. De plus, la contractualisation de long terme en France permet à un plus grand nombre d'acteurs de participer, limitant ainsi la possibilité d'exercice de pouvoir de marché. Cette plus forte participation peut également être renforcée par l'utilisation d'offres implicites dans le modèle français, plus simples à utiliser pour les petits acteurs qui peuvent donc participer plus facilement au marché.

De plus, bien qu'il existe un risque d'exercice de pouvoir de marché sur les offres activées pour cause marge dans le modèle français (les activations pour cause marge étant réalisées très près du temps réel), il reste tout de même limité en volume. En effet, ces activations ne sont faites que pendant 6% du temps et concernent un volume inférieur à 1% du volume transitant sur le marché J-1. Il est également limité en ampleur car ces offres font partie de l'ensemble de la capacité disponible que les acteurs ont l'obligation de fournir sur le mécanisme d'ajustement⁴⁹. A l'inverse, dans le modèle alternatif, seule la capacité précédemment contractualisée peut participer au mécanisme d'ajustement, augmentant ainsi les possibilités d'exercice de pouvoir de marché.

⁴⁷ Toutefois, en ce qui concerne l'activation des réserves secondaires, le modèle français utilise une activation en parallèle (au prorata), qui n'incite donc pas à une concurrence efficace.

⁴⁸ Voir par exemple Allaz et Villa (1993).

⁴⁹ Du moins, le pouvoir de marché n'est-il pas plus important pour les offres activées pour cause marge que pour les autres offres sur le mécanisme d'ajustement.

3.3.3 Analyse de la neutralité technologique du modèle mis en place

Un modèle efficace devrait être en théorie neutre technologiquement, c'est-à-dire ne pas favoriser une technologie au détriment d'une autre. Le modèle français présente deux inconvénients du point de vue de la neutralité technologique.

Tout d'abord, le modèle français semble avoir un biais concernant les technologies choisies pour constituer les réserves (par exemple, seules les productions raccordées au réseau public de transport ont l'obligation de fournir la capacité disponible sur le mécanisme d'ajustement).

De plus, le modèle français actuel semble traiter différemment, parmi les capacités qui viennent en complément des réserves contractualisées, d'un côté les capacités flexibles proposées obligatoirement par les acteurs et d'un autre côté les capacités non flexibles activées pour cause marge. Ces deux types de capacités fournissent le même service en complétant les réserves contractualisées pour maintenir la sûreté du système. Pourtant, elles sont rémunérées différemment. D'un côté, les capacités flexibles sont naturellement disponibles près du temps réel et n'ont pas besoin d'être activées auparavant. Elles ne sont donc jamais activées et rémunérées pour cause marge et ne seront rémunérées que si un déséquilibre apparaît effectivement. Leur revenu est donc incertain. D'un autre côté, les capacités non flexibles peuvent être activées pour cause marge et donc appelées à produire par le GRT plusieurs heures à l'avance. Par exemple, dans le cas le plus fréquent où les capacités activées pour cause marge sont des centrales peu flexibles, celles-ci sont rémunérées en conséquence pour leurs coûts de démarrage et leur production à puissance minimale durant au moins la durée minimale d'utilisation (nombre d'heures minimum pendant lequel la centrale doit produire avant de pouvoir être arrêtée – i.e. la durée de démarrage et de montée en régime de la centrale + la durée minimale de production). Les capacités non flexibles activées pour cause marge ont donc l'assurance d'être rémunérées qu'il y ait ou non un déséquilibre effectif. Cette différence de rémunération (certaine/incertaine) pour un même service rendu (contribution aux réserves) crée une distorsion de concurrence entre capacités flexibles et non flexibles pour le modèle français.

Le modèle alternatif ne souffre pas d'une telle distorsion de concurrence selon la flexibilité des capacités. Les capacités flexibles et non flexibles sont toutes deux rémunérées à la contractualisation et à l'activation le cas échéant. Il n'y a ainsi en première approche aucune différence de traitement⁵⁰.

Le tableau 3 résume ces idées, pour les deux modèles de sûreté étudiés. Dans le cas du modèle français, un traitement différent en fonction de la flexibilité de la capacité peut produire deux effets négatifs. Tout d'abord, les capacités flexibles peuvent être incitées à mentir sur leur flexibilité (par exemple en se faisant passer pour des capacités peu flexibles, et donc pouvoir être activées pour cause marge et/ou pour ne pas être réservées implicitement par le GRT). De plus, les producteurs ont moins d'incitations à améliorer leur flexibilité, notamment par le biais de travaux d'amélioration de leurs centrales.

⁵⁰ Il convient de noter que les centrales flexibles peuvent faire des offres à des prix plus faibles que les centrales non flexibles pour la contractualisation et l'activation. En effet, les contraintes des centrales non flexibles leur imposent de faire des offres plus chères que les centrales flexibles sur le marché des réserves car elles sont obligées de produire à P_{min} , et donc potentiellement produire à perte sur le marché de l'énergie pour pouvoir fournir de la réserve. Toutefois, cette différence ne résulte pas d'une distorsion de concurrence due à un mécanisme non neutre technologiquement mais d'un avantage concurrentiel des centrales flexibles.

Tableau 3. Différence de rémunération des capacités flexibles et non flexibles

	Modèle alternatif		Modèle français dans le cas avec activation pour cause marge	
	Capacité contractualisée flexible	Capacité contractualisée non flexible	Capacité flexible	Capacité non flexible activée pour cause marge
Rémunération	A la réservation et à l'activation		INCERTAINE seulement si activation en temps réel	CERTAINE quel que soit l'état effectif du système

Toutefois, même si l'existence d'une telle distorsion semble établie, l'ampleur de celle-ci reste à étudier car des éléments autres que la rémunération pour réservation doivent être pris en compte. En effet, dans le modèle français, bien que les capacités flexibles ne soient pas rémunérées comme le sont les capacités non flexibles lors d'activations pour cause marge, elles peuvent participer au mécanisme d'ajustement pendant toutes les heures sans activations, ce qui est impossible (techniquement parlant) la plupart du temps pour une capacité non flexible. Ainsi, il conviendrait d'étudier les gains et pertes dans chaque situation pour détecter l'ampleur de la distorsion et ses effets.

3.3.4 Conclusion sur le critère 3 : le modèle de sûreté français est moins sensible au pouvoir de marché mais, dans sa version actuelle, ne respecte pas complètement la neutralité technologique

Trois points ont été étudiés pour ce critère. Si les deux modèles sont comparables s'agissant du processus de sélection des offres car ils reposent tous deux sur un mécanisme de marché, ils diffèrent sur deux autres aspects. Tout d'abord, le modèle français semble moins sensible au pouvoir de marché sur la réserve tertiaire (principalement parce que les contractualisations de réserves se font à plus long terme et permettent donc la présence de plus d'acteurs). La seconde différence concerne la neutralité technologique du modèle de sûreté en place. Le modèle de sûreté français, tel qu'il est actuellement mis en œuvre, traite différemment les capacités flexibles et non flexibles lors des activations pour cause marge. Pour une même contribution aux réserves, les capacités non flexibles activées pour cause marge sont rémunérées de façon certaine, alors que les capacités flexibles sont rémunérées de façon plus incertaine. Cela pourrait donc ne pas donner d'incitations aux acteurs pour augmenter la flexibilité de leurs centrales notamment. Le modèle de sûreté français pourrait toutefois être amélioré de ce point de vue.

3.4 Critère 4 : les signaux d'investissements envoyés par le modèle de sûreté

Les deux modèles de sûreté présentent chacun des avantages et des inconvénients s'agissant des signaux d'investissement qu'ils envoient aux acteurs.

Le modèle alternatif, en contractualisant et donc en rémunérant plus de capacités, envoie un signal d'investissement plus fort que le modèle français. Toutefois, en rémunérant tout le temps le niveau maximal de réserves, le modèle alternatif peut conduire à une rémunération excessive de la flexibilité et donc inciter les producteurs à trop investir dans les centrales flexibles par rapport à un optimum social.

Le modèle français, quant à lui, contractualise moins de capacité mais semble envoyer des signaux d'investissements plus stables que le modèle alternatif. En effet, plus la durée de contractualisation est longue, plus les revenus seront stables et donc plus le risque pour les acteurs sera faible. Cela améliore les incitations à l'investissement pour les acteurs. Or, dans le modèle français, une partie des contractualisations se font à moyen/long terme (tous les ans), alors que le modèle alternatif contractualise les réserves plus près du temps réel (pas hebdomadaire ou journalier en fonction du type de réserves). La stabilisation des revenus, et par conséquent les incitations à l'investissement, sont donc plus fortes dans le modèle français. Il convient toutefois de remarquer que l'utilisation d'une durée de contractualisation de long terme peut également augmenter la prime de risque des acteurs car ceux-ci doivent calculer leur offre (calculé en fonction de leurs coûts d'opportunité de ne pas produire sur le marché de l'énergie) longtemps à l'avance⁵¹. Comme ces différents coûts (en particulier le prix de l'énergie) sont difficilement prévisibles longtemps à l'avance, l'utilisation d'une contractualisation de long terme peut augmenter la prime de risque des acteurs et ainsi créer des inefficacités.

De plus, dans le modèle français, la rémunération de la capacité activée pour cause marge est très incertaine, ce qui pourrait limiter les signaux d'investissements. Cependant, comme les activations pour cause marge sont assez rares, il paraît peu probable qu'un acteur se base uniquement sur les anticipations de revenus des activations pour cause marge afin de décider d'un investissement.

Ainsi, la qualité des signaux d'investissements envoyés par les deux modèles de sûreté ne semble pas univoque. De plus, en tout état de cause, cette question devrait être analysée à l'aune de plusieurs autres facteurs pouvant impacter fortement ces décisions. Notamment, l'existence et les caractéristiques du mécanisme de rémunération de capacité mis en place ou envisagé (réserves stratégiques, marché de capacité décentralisé, ...), la flexibilité du mix énergétique existant sont autant de facteurs à analyser pour étudier précisément la question des investissements.

⁵¹ Voir par exemple Müsgens, et al., 2014.

4 Conclusions de l'analyse économique comparative des deux modèles de sûreté et préconisations d'améliorations du modèle de sûreté actuellement mis en place en France

Dans cette étude, le modèle de sûreté actuellement mis en place en France et un modèle alternatif, inspiré du modèle de sûreté mis en avant par le *Balancing Code*, ont été comparés de façon qualitative. Ces deux modèles diffèrent principalement selon trois points : 1) la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges, 2) le niveau de centralisation du modèle de sûreté et 3) la durée de la contractualisation des réserves, comme illustré par le tableau 4.

Tableau 4. Différences clés entre les deux modèles étudiés

	Modèle stylisé alternatif	Modèle stylisé français
Différence clé 1 : la définition du niveau de contractualisation des réserves et la façon dont le GRT gère les réserves et les marges	Pas d'activation pour cause marge Pas d'obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation élevé	Possibilité d'activation pour cause marge Obligation pour les acteurs de fournir la capacité disponible Niveau de contractualisation plus faible
Différence clé 2 : le niveau de centralisation	Modèle plus décentralisé : - Rôle du GRT moins important - Contraintes plus fortes sur les RE	Modèle plus centralisé : - Rôle du GRT plus important - Contraintes moins fortes sur les RE
Différence clé 3 : la durée de contractualisation des réserves	Contractualisation des réserves à plus court terme	Contractualisation de certaines réserves à plus long terme

Ces deux modèles ont ensuite été comparés qualitativement selon quatre critères économiques. Le tableau 5 reprend les différentes conclusions quant à cette analyse. Il faut souligner ici le poids plus important qui peut être donné au premier critère, concernant les effets sur le marché de l'énergie. En effet, ce critère se focalise sur un marché de taille importante (et donc avec des conséquences potentiellement fortes), notamment comparativement au mécanisme d'ajustement et des réserves sur lesquels se focalisent les critères 2 et 3. Le critère 4 est également de second ordre car la question des investissements doit s'étudier en prenant en compte de nombreux facteurs autres que le modèle de sûreté et en particulier, le cas échéant, l'impact des mécanismes de rémunération de capacité mis en place.

Ainsi, l'analyse montre, qu'à la maille nationale, dans le cas du système français, le modèle de sûreté français actuel est plus efficace que le modèle de référence mis en avant par la version actuelle du *Balancing Code*. En effet, le modèle français présente de meilleurs résultats sur l'analyse du critère 1, qui est celui, en première approche, le plus important : ce modèle introduit moins de distorsions et donc de surcoûts sur le marché de l'énergie par rapport au modèle alternatif. De plus, le modèle français est moins sensible au pouvoir de marché et envoie des signaux d'investissements plus stables. Par ailleurs, son caractère centralisé semble plus adapté pour résoudre le problème

complexe de gestion des marges et pour compenser les défaillances d'un système basé uniquement sur les prix et les décisions décentralisées. Les quelques points négatifs du modèle français (notamment sur la neutralité technologique et sur les signaux d'investissements) semblent assez faibles et ne pas contrebalancer la différence de distorsions du marché de l'énergie entre les deux modèles.

Tableau 5. Conclusions des analyses comparatives selon les quatre critères retenus

Critère économique étudié	Points positifs du modèle français par rapport au modèle alternatif	Points identiques entre le modèle français et le modèle alternatif	Points négatifs du modèle français par rapport au modèle alternatif
<u>Critère 1</u> : Sur les distorsions sur le marché de l'énergie et les surcoûts associés	Plus faibles distorsions du marché de l'énergie, et donc surcoûts de production plus faibles, dans le modèle français	/	/
<u>Critère 2</u> : Sur les interactions entre modèle de sûreté, prix de règlement des écarts et gestion des marges	Modèle français centralisé permettant de gérer plus efficacement les marges	Effets identiques des deux modèles sur les incitations pour les RE à contribuer à la marge (diminution des incitations)	/
<u>Critère 3</u> : Sur l'effet sur la concurrence	Modèle français plus robuste au pouvoir de marché	Mode de sélection des offres identique (basé sur un mécanisme de marché)	Modèle français n'assurant pas complètement la neutralité technologique entre les capacités flexibles et non flexibles
<u>Critère 4</u> : Sur les signaux d'investissement envoyés	Signaux d'investissement globalement plus stables dans le modèle français via la contractualisation de long terme	/	Fortes incitations à l'investissement dans le modèle alternatif (plus de volume) et prime de risque plus faible (contractualisation court terme)

Ainsi, le maintien des particularités du modèle de sûreté français (un niveau de contractualisation plus faible, une gestion fine des marges grâce à la possibilité d'activation pour cause marge hors de la fenêtre opérationnelle et la gestion centralisée des stocks proche du temps réel) apparaît justifié d'un point de vue économique à l'échelle nationale. Cette analyse devrait toutefois être élargie au niveau européen pour comparer les gains résultant de l'harmonisation avec les surcoûts potentiels.

De plus, afin de parfaire le modèle de sûreté français, deux améliorations peuvent principalement être préconisées :

- une meilleure construction du prix de règlement des écarts afin d'envoyer de meilleures incitations. Notamment, il convient de s'interroger sur la manière de construire le prix de

règlement des écarts quand des activations pour cause marge sont réalisées (e.g., faut-il plafonner le prix des offres activées pour cause marge retenu pour le calcul du prix moyen pondéré ?) ;

- une neutralité technologique entre les capacités flexibles et non flexibles lorsque des offres sont activées pour cause marge (par exemple, en rémunérant de façon certaine les capacités flexibles qui participent à la marge lors de ces activations).

5 Références

- ACER (2015), Recommendation of the agency for the cooperation of energy regulators No 03/2015 of 20 July 2015 on the network code on electricity balancing http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2015.pdf
- Allaz B. and Vila J-L (1993), "Cournot Competition, Futures Markets and Efficiency", Journal of Economic Theory 59(1), 1-16
- Borggreffe, F. and Neuhoﬀ, K. (2011). "Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration". DIW Berlin Working Paper. 2011.
- Consentec (2014). Description of load-frequency control concept and market for control reserves. http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_en_20140227.pdf
- Doorman G., van der Veen R., Abassy A. (2011) : Balancing Market Design, SINTEF TR A7005, August 2011, <https://www.sintef.no/globalassets/project/balance-management/tr/tr-a7005-balancing-market-design.pdf>
- ENTSO-E (2014). ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing Version 3.0. https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Re submission_to_ACER_v.03.PDF
- ENTSO-E (2015). Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2014. https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/150127_W GAS_Survey_2014.pdf
- Green R. (1999), "The Electricity Contract Market in England and Wales", Journal of Industrial Economics, 47, 107-124
- Harmand Y., Nebas-Hamoudia C., Larripa B., Neupont B. (2005). "Le mécanisme d'ajustement – Comment assurer l'équilibre production consommation de l'électricité dans un marché ouvert à la concurrence ? " Revue de l'Électricité et de l'Électronique (REE), no 6-7, juin/juillet 2005
- Hirth L., Ziegenhagen I. (2015). "Balancing Power and Variable Renewables: Three Links", Renewable & Sustainable Energy Reviews 50, 1035-1051
- Maupas, F. (2008). Analyse de l'impact économique de l'aléa éolien sur la gestion de l'équilibre d'un système électrique. Thèse de doctorat en Science Economiques. Université Paris-Sud 11
- McRae, S. and Wolak, F. (2012) "How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market," in Manufacturing Markets: legal, political and economic dynamics , " Jean-Michel Glachant and Eric Brousseau (editors), Cambridge University Press.
- Möller C. (2010) : Balancing energy in the German market design, Universität Karlsruhe. <http://d-nb.info/1005589798/34>
- Müsgens, F., Ockenfels, A. and Peek, M. (2014). "Economics and design of balancing power markets in Germany". International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Février 2014.
- Newbery D. (1998), " Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market", RAND Journal of Economics 29, 726-749.

OPTIMATE (2011) : Current designs and expected evolutions of Day-ahead, Intra-day and balancing market/mechanisms in Europe, http://optimize-platform.eu/workplan/download/OPTIMATE%20D22%20D331%20D332%20D32_Current%20Designs%20in%20Europe%20Expected%20Evolutions_Public.pdf

RTE (2016), Procédure d'Agrément technique d'une Entité d'Ajustement à la Réserve Rapide ou à la Réserve Complémentaire https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/RRRC2016_Procedure_agrement.pdf

RTE (2016), Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20160101_%20MARE_Section-1.pdf

Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., & Von Hirschhausen, C. (2013). Current and prospective costs of electricity generation until 2050. DIW Data Documentation, 68, 104.

Stoft, S. (2002). Power System Economics - Designing Markets for Electricity. IEEE Press and Wiley Interscience

Williamson O., (1996). The Mechanisms of Governance. Oxford University Press.

Wolak, F. (2000) "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market," International Economic Journal, Summer, 1-40.

Annexe : Etude économétrique des effets des activations pour cause marge sur le prix de règlement des écarts

En complément de l'analyse théorique, une analyse économétrique a été menée pour étudier l'effet des activations pour cause marge sur le prix de règlement des écarts dans le modèle français. Pour cela, les données du mécanisme d'ajustement disponibles sur le site de RTE, pour les années 2012 à 2014, ont été utilisées.

Afin d'isoler correctement l'effet des activations pour cause marge sur le prix de règlement des écarts, il convient d'identifier également les autres paramètres qui peuvent impacter la formation de ce prix. Par exemple, il convient d'isoler l'effet du prix spot J-1. En effet, si le prix J-1 est élevé, il est probable que le prix moyen pondéré soit également élevé (qu'il y ait des activations pour cause marge ou pas). Il faut donc prendre en compte cette variable afin d'isoler l'effet de l'activation pour cause marge

Les variables considérées sont :

- Variable à expliquer : prix moyen pondéré à la hausse (respectivement à la baisse) ;
- Variables explicatives : prix spot J-1, volume activé pour cause marge et volume net d'ajustement à la hausse (respectivement à la baisse).

Le volume net d'ajustement correspond à la différence entre la somme des offres activées à la hausse et la somme des offres activées à la baisse sur un même pas de temps.

Cas d'un système avec une tendance à la hausse

Les résultats sont présentés dans le tableau 6 ci-dessous

Tableau 6. Résultats de l'étude économétrique dans le cas d'une tendance à la hausse

	Coefficients	Erreur-type	Significativité
Constante	7,2061	0,2849	***
Prix J-1	1,0456	0,0057	***
Volume net d'ajustement	0,0170	0,0003	***
Volume activée cause marge	0,0066	0,0010	***

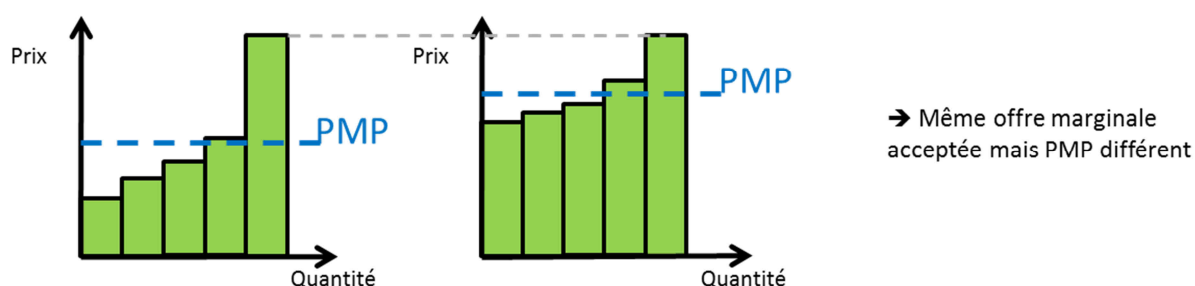
(* : $P < 0,05$; ** : $P < 0,01$; *** : $P < 0,001$)

Tous les coefficients de cette analyse sont significatifs à plus de 99,9%. De plus, en s'intéressant aux signes des coefficients des variables explicatives, les coefficients positifs devant le prix J-1 et la variable « Volume net d'ajustement » semblent assez intuitifs :

- Si le prix J-1 augmente, en considérant que ce sont principalement des centrales extra marginales qui proposent des offres à la hausse, le prix moyen des offres activées va augmenter
- Si le volume demandé augmente, il faut appeler plus de centrales, donc à un coût moyen plus élevé.

En revanche, le coefficient positif devant la variable « Volume activée cause marge » semble plus difficile à expliquer et va à l'encontre de l'étude théorique. Une explication possible est qu'il serait nécessaire de tenir compte de la forme de la courbe d'offres d'ajustement, qui pourrait varier dans les deux situations. Le schéma ci-dessous montre que pour un même prix marginal d'ajustement, le prix moyen pondéré (et donc le prix de règlement des écarts) peut être substantiellement différent. Néanmoins, la prise en compte de cette variable dans l'étude économétrique requerrait des informations confidentielles et n'a pas été menée.

Figure 13. Impact de la convexité de la courbe d'offres d'ajustement sur le prix moyen pondéré à la hausse



Cas d'un système avec une tendance à la baisse

Les résultats sont présentés dans le tableau 7 ci-dessous.

Tableau 7. Résultats de l'étude économétrique dans le cas d'une tendance à la baisse

	Coefficients	Erreur-type	Significativité
Constante	1,7628	0,1187	***
Prix J-1	0,7697	0,0024	***
Volume net d'ajustement	-0,0075	0,0001	***
Volume activée pour cause marge	-0,0050	0,0007	***

(* : $P < 0,05$; ** : $P < 0,01$; *** : $P < 0,001$)

Tous les coefficients de cette analyse sont significatifs à plus de 99,9%. De plus, les coefficients devant les deux variables de volume sont négatifs, celui pour le prix J-1 est positif. Cela peut assez bien se comprendre :

- pour le prix J-1 : l'offre des producteurs peut être approximée en premier approche à leurs coûts variables, qui sont directement reliés au prix J-1. S'il augmente, les offres activées ont des coûts variables plus importants (car sélectionnées par offre décroissante), d'où une moyenne plus élevée,
- pour le volume net d'ajustement : plus la demande de volume d'ajustement est importante, plus les offres sélectionnées par le GRT ont un prix bas (car sélectionnées par offre décroissante), donc plus la moyenne est faible (toutes choses égales par ailleurs),

- pour le Volume activée pour cause marge : plus il y a d'activations d'offres pour cause marge, plus le GRT doit effectuer des contre-ajustements (les activations pour cause marge étant à contre-sens de la tendance du système). Un volume d'offres à la baisse plus important est donc appelé par le GRT, et ainsi des offres à prix plus bas sont sélectionnées : le prix moyen diminue donc.

Cela semble aller dans le sens de l'explication théorique : l'activation d'offres pour cause marge semble faire diminuer le prix moyen pondéré des offres à la baisse lors d'une tendance à la baisse.