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

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

Microeconomix
SAS au capital de 201 910 €
Immatriculée au R.C.S de Paris, Siren : 443 554 084
Siège social : 5 rue du quatre septembre, 75002 Paris

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 sûreté[1]. 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 2015[3], 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*.

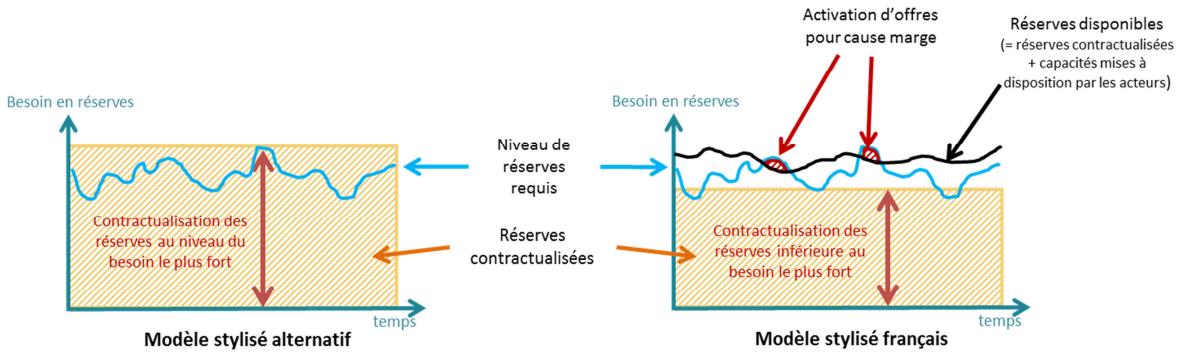
[1] Ces modèles sont complémentaires des modèles dits d'équilibrage ou d'ajustement, qui définissent eux la stratégie d'activation des réserves pour répondre à un déséquilibre.
[2] *ENTSO-E (2014), ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing Version 3.0.*
[3] *ACER (2015), Recommendation of the agency 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 fort[4]. 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 actuel[5].

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 réserves[6].

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 complétement 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 décentralisées[8].

[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 légalement 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 marges[9]. 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).