Contribution d'Eni Gas & Power France à la consultation sur le Chapitre 3 relative au coût du mécanisme de capacité pour le consommateur

Préambule

Eni regrette le mode de concertation sur le retour d'expérience du mécanisme de capacité, qui s'appuie sur un processus artificiel de concertation basé sur des consultations consécutives et par chapitre, sans retour sur les conclusions tirées des consultations précédentes ni visibilité sur le contenu des suivantes. Bien que le REX ait démarré dès 2019, Eni constate l'absence de retours et de prise en compte des contributions aux concertations de RTE, ce qui permet difficilement de comprendre certaines prises de positions de RTE à travers les différents chapitres.

A ce titre, Eni ne partage pas l'approche retenue par RTE concernant le chapitre 3. L'analyse de fond du dispositif est en effet largement insuffisante, et sur les points analysés, se cache trop souvent derrière le dispositif ARENH, qui ne représente, selon nos analyses, que 15 % de l'offre de certificats. Le mécanisme de capacité a été initialement mis en place pour pallier un risque de défaillance pendant les heures de forte consommation en hiver, en permettant notamment une couverture du missing money des centrales de pointe et en incitation la maîtrise de la consommation. Le rapport ne peut donc conclure sur l'avantage prépondérant de la production nucléaire via l'ARENH sur le coût du mécanisme. Quand bien même cela serait le cas, l'ARENH est appelé à évoluer, voire disparaître, et ne peut donc servir de « rustine » aux défaillances du mécanisme de capacité.

Eni regrette que le rapport de RTE omette l'analyse des principales défaillances suivantes :

- Les distorsions de concurrence entre acteurs générées par le dispositif ;
- Le comportement erratique de certains acteurs du dispositif qui en rend l'analyse et la lecture impossibles ;
- Les bénéfices du dispositif en termes de sécurité d'approvisionnement au regard des coûts générés pour les consommateurs, hors prise en compte du dispositif ARENH qui est amené à évoluer.

Pour ces raisons, Eni suggère une modification du nom du chapitre 3 évincer la mention à l'ARENH et le confronter les coûts générés pour le client avec une comparaison des aux gains estimés au chapitre 2.

Enfin, Eni rappelle que le REX doit permettre d'évaluer l'efficacité du mécanisme de capacité et à ce titre aurait souhaité que RTE élabore des scénarios probabilistes prévisionnels pour tenir compte de l'évolution structurelle à venir du mix de production de l'énergie ou encore de l'évolution flambante du prix des garanties de capacité pour 2020. En effet, le REX n'est pas représentatif de l'avenir, et en particulier ne tient pas compte des paramètres suivants qui sont amenés à évoluer et pourraient significativement augmenter le coût du mécanisme de capacité pour les années suivantes :

- Réforme de l'ARENH
- Possibilité d'une procédure hybride qui conduit, en cas d'accord entre les TSO, à un partage des recettes. Eni invite donc RTE à nuancer l'effet positif sur le TURPE analysé au 3.1 du rapport de RTE pour les années futures.
- Hypothèses de prix de garanties de capacité au-delà de 20 000€/MW (expérience de 2020)
- Fermeture des centrales à charbon

eni gas & power France S.A.
Capital de 29 937 600 Euros – RCS Nanterre 451 225 692
24 rue Jacques Ibert – CS 50001 – 92533 Levallois-Perret Cedex
eni.com/fr

L'analyse coût-bénéfice du dispositif

RTE propose dans ce chapitre une analyse des coûts du dispositif, sans faire le lien avec les gains précédemment examinés au chapitre 2.

Eni suggère quelques éléments d'analyse de ces gains à mettre en lumière avec les réalités politiques sur le choix du mix électrique :

- Les décisions d'investissement dans les capacités nucléaires sont essentiellement soumises à des considérations politiques, et en tout état de cause jamais soumises aux signaux économiques du mécanisme de capacité ;
- La fermeture des centrales de production à partir de charbon est prévue pour 2022, toute nouvelle mise en service est interdite ;
- La mise en service de nouvelles CCGT n'est pas autorisée ;
- La capacité hydraulique nationale est peu ou prou au taquet de la disponibilité des sites naturels ;
- Les niveaux de développement du PV et de l'éolien sont décidés hors marché (PPE).
- La demande résidentielle est insensible aux prix de la capacité

Pour l'essentiel, les signaux économiques du mécanisme de capacité ont permis d'assurer le maintien des centrales gaz et des TAC fioul ainsi que de certaines capacités hydrauliques. Le mécanisme de capacité, avec son architecture actuelle des règles, ne permet cependant pas de déclencher d'investissements dans de nouveaux actifs programmables et a dû faire d'ailleurs l'objet d'ajustements des règles pour inciter à l'investissement à travers l'introduction de l'AOLT et l'assouplissement des règles pour soutenir l'effacement.

Aussi, RTE indique au 3.2.4 que « le mécanisme de capacité français apparaît comme celui ayant l'effet le plus réduit sur la facture des consommateurs, alors qu'a contrario c'est le pays où les marges par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement qui sont les plus faibles ». Cette observation ne permet pas selon nous de tirer la conclusion selon laquelle le cout du mécanisme de capacité est relativement faible comparé aux mécanismes de capacité voisins. En effet, ce constat ne dit rien sur l'efficacité du dispositif concernant les objectifs qu'il vise. D'une part, le REX ne permet pas à ce jour de conclure que le mécanisme de capacité permet de couvrir la consommation à la pointe au moindre coût. D'autre part, le mécanisme de capacité a également pour objectif d'inciter à réduire la consommation d'électricité en pointe (périodes PP1 et PP2) de façon à sécuriser l'approvisionnement en électricité à moindre coût. Or, pour les petits consommateurs finals, le signal prix du mécanisme de capacité de l'électricité est répercuté de la même façon quelle que soit l'heure de l'année dans les Tarifs Réglementés de Vente (au mieux, ce signal est répercuté uniquement dans les HP pour les clients en option tarifaire HP/HC), ce qui représente une incohérence majeure du dispositif.

Dans un contexte où la production française n'est pas tendue, Eni regrette donc l'absence de scénarios probabilistes prévisionnels visant à estimer les coûts possibles pour le consommateur en fonction de différents niveaux de marge de sécurité d'approvisionnement, en particulier le cas où le seuil critique serait atteint à l'avenir prenant en compte par exemple la fermeture des centrales à charbon.

Aussi, il se pose la question de savoir si une modification de l'architecture du mécanisme de capacité ou un autre dispositif plus simple et plus transparent aurait permis de limiter davantage les coûts tout en respectant le critère de défaillance.

Sur la prise en compte de l'ARENH

Si le coût du dispositif est en effet limité par les dispositions actuelles de l'ARENH, ce dispositif est temporaire et amené à être révisé. A date, la seule certitude est qu'il n'y aura plus d'ARENH tel que nous le connaissons actuellement dès 2025.

Par ailleurs, il est utile de rappeler que l'ARENH ne concerne que 100 TWh d'énergie en base, soit 15 à 20 GW de capacité pour un dimensionnement du système électrique à la pointe autour de 100GW.

Enfin, RTE minimise le coût du mécanisme de capacité en majorant l'effet positif de l'ARENH en ne déduisant pas du droit ARENH le taux d'écrêtement pour 2019.

Pour ces raisons, il apparait largement disproportionné, dans un chapitre de 14 pages, de dédier une part aussi importante de l'analyse sur les effets positifs de l'ARENH sur le dispositif alors que sa contribution à la pointe est mineure. Cette réalité même remet en question l'architecture du dispositif.

Sur les coûts pour les consommateurs

- Eni ne parvient pas aux mêmes conclusions chiffrées que RTE, qui estime le coût du dispositif entre 400 et 900 Millions d'€ par an (cf. encadré 1)
- Dans notre analyse, nous prenons l'hypothèse de 83 GW de capacités certifiées (hors I/C) et ne tenons pas compte des interconnexions car le revenu lié à ces capacité est proche de 0 pour les années précédentes.
- On peut observer que le coût du mécanisme de capacité est sensiblement plus élevé avec une prise en compte du taux d'écrêtement ARENH.
- En cas de procédure simplifiée et de valorisation aux enchères des I/C, il est possible de défalquer les recettes liées aux capacités des interconnexions qui viennent minorer le niveau du TURPE. **Néanmoins, nous estimons y compris dans le meilleur des cas, que le coût du dispositif est supérieur au milliard d'euros.**

Encadré 1 : Coût du mécanisme de capacité pour le client (hors I/C)	
Prix forward + prix de la capacité < Strike Arenh Le coût de la capacité est refacturé au client, avec 83 GW de capacité certifié (hors les I/C).	Avec une hypothèse de prix à 10 000€/MW et 20 000 €/MW, **le coût du dispositif est respectivement de 830 M€ et 1,6 Milliards d'€, soit respectivement 1,7€/MWh, 3,3 €/MWh**.
Strike Arenh ≤ Prix forward ≤ Prix forward+ Prix de la capacité Le client bénéficie pour sa capacité d'une partie d'ARENH qui dépend de son profil et de sa consommation pendant les heures ARENH. En appliquant un droit ARENH qui est en moyenne de 33% de sa consommation (hors écrêtement), nous obtenons donc 83*0,33 = 27,6 GW de capacité bénéficiant d'un approvisionnement « implicite ». Nous ne tenons ici pas compte du taux d'écrêtement ARENH.	Le coût du dispositif est : – avec un prix à 10 000 €/MW (83 000 - 27 600) * 10 000 = **554 M€,** – avec un prix à 20 000 €/MW (83 000 - 27 600) * 20 000 = **1 108 M€** – **soit respectivement 1,2€/MWh, 2,3€/MWh** Avec l'écrêtement ARENH, les droits ARENH du client passent autour de 25%. **En prenant l'hypothèse de 10000€/MW et 20 000 €/MW, le coût du dispositif est respectivement 1,3 €/MWh, 2,6 €/MWh**.
Prix forward ≤ Strike Arenh ≤ Prix forward + Prix de la capacité	**Le coût pour les consommateurs est compris entre le scénario 1 et le scénario 2**.

En complément, Eni a analysé deux scénarios complémentaires visant à estimer le surcoût du mécanisme de capacité :

Scénario 1 : **Un scénario qui évalue le coût du mécanisme de capacité s'il ciblait uniquement les centrales de pointe.**

- Le mécanisme de capacité a en effet été créé pour rémunérer des actifs qui ne trouvaient pas une rémunération suffisante sur le marché de gros de l'énergie pour couvrir leurs OPEX et leurs CAPEX mais qui étaient nécessaires à l'approvisionnement du système électrique français à la pointe. Cette analyse prend en compte les CCGT, les centrales à charbon, fiouls et les TACs gaz, fioul ou multi combustibles, soit environ13 GW de capacités certifiées à jour.

- En prenant un ensemble de scénarios de 10 000 €/MW, 20 000€/MW, 40 000 €/MW de missing money (prix auquel EDF bid la plupart de ses enchères), le coût pour maintenir les actifs non rentables pour assurer la sécurité du système français (hors frais de gestion) pourrait être limité à :
  - 13 000 * 10 000 = 130 M€ annuel.
  - 13 000 * 20 000 = 260 M€ annuel.
  - 13 000 * 40 000 = 520 M€ annuel.

Scénario 2 : **Evaluation du surcoût du mécanisme de capacité lié à la rémunération des actifs n'ayant pas de problème de missing money (hors interconnexions) et qui devraient donc être exclus du mécanisme de capacité**

- Nous estimons ici le coût du mécanisme de capacité lié à la rémunération des actifs de production hors actifs de pointe (qui présentent des problèmes de missing money), afin d'évaluer le surcoût du mécanisme.
- On estime le scénario avec un prix de la garantie de capacité variant de 10 000€/MW à 40 000€/MW qui est proche de la réalité actuelle.
- Nous en concluons que la collectivité paye un surcoût du mécanisme d'au moins 1 milliard d'euros soit au minimum quasi 1€/MWh dans le meilleur des cas.

Encadré 2 : Surcoût du mécanisme de capacité pour le client (hors I/C) lié à la rémunération de tous les actifs de production	
Prix forward + prix de la capacité < Strike Arenh Le coût de la capacité est refacturé au client, avec 83 GW de capacité certifié (hors les I/C) mais pour laquelle nous excluons les 13 GW soit 70 GW	En multipliant par un prix de la capacité à 10 000€/MW (PRM historique), 20 000 €/MW (PRM 2019) ou 40 000 €/MW, on obtient un coût pour la communauté respectivement de 700 M€, 1,4 milliards d'euros et 2,8 milliards d'euros, soit rapporté à une consommation France de 479 TWh un coût de **1,46€/MWh, 2,92/MWh et 5,84€/MWh.**
Strike Arenh ≤ Prix forward ≤ Prix forward+ Prix de la capacité Droit Arenh : 83*0,33 = 27,6 GW de capacité bénéficiant d'un approvisionnement « implicite ». Nous ne tenons ici pas compte du taux d'écrêtement ARENH.	Le surcoût pour la communauté est donc : avec un prix à 10 000 €/MW (70 000 - 27 600) * 10 000 = 424 M€, avec un prix à 20 000 €/MW (70 000 - 27 600) * 20 000 = 848 M€ avec un prix à 40 000 € /MW (70 000 - 27 600) * 40 000 = 1,696 milliard d'euros soit **0,89€/MWh**, **1,77€/MWh et 3,54€/MWh.**
Prix forward ≤ Strike Arenh ≤ Prix forward + Prix de la capacité	**Le coût pour les consommateurs est compris entre le scénario 1 et le scénario 2**.

Sur l'AOLT et le principe de neutralité technologique

Le soutien aux nouvelles technologies passe par un mécanisme supplémentaire d'AOLT. La neutralité technologique, l'un des principes fondamentaux du mécanisme de capacité et validé par la Commission, n'est donc plus vraiment respecté. Le mélange des objectifs (sécurisation de l'approvisionnement et soutien à des énergies renouvelables ou à l'effacement) nuit à la compréhension globale du dispositif et à son efficacité. Il révèle également l'incapacité de la version du dispositif autorisée par la Commission Européenne à déclencher des investissements dans les nouvelles technologies sans soutien supplémentaire.

Aussi, Eni ne comprend toujours pas que les capacités des énergies renouvelables soutenues et les capacités des interconnexions ne soient pas offertes à un prix de réserve nul de façon à laisser le signal-prix révéler les vrais besoins pour la sécurité d'approvisionnement.

Distorsions de concurrence et lisibilité pour les consommateurs

L'expérience de 2020 montre un problème de publication d'information donnant lieu à une asymétrie d'information entre les détenteurs de production et notamment l'acteur historique qui est le principal pourvoyeur de capacités et les fournisseurs.

En conséquence, le manque de visibilité sur la formation du prix des garanties de capacité engendre un risque important pour les fournisseurs alternatifs qui, n'ayant pas ou peu d'actifs en propre, dépendent du marché pour couvrir leurs obligations. Le manque de visibilité associé au mécanisme de capacité représentera un frein au développement de la concurrence sur les marchés de l'électricité et un surcoût pour les consommateurs finals.

Quant aux consommateurs, ils se voient facturer des coûts différents selon les fournisseurs pour un même objectif national : la sécurité d'approvisionnement. Ces différences de coût, qui s'expliquent notamment par la taille des fournisseurs et la stratégie de sourcing, créent un manque de transparence pour le client.

Des enseignements aux recommandations

Eni attire l'attention de RTE sur les enjeux du REX qui doivent permettre 1/d'évaluer l'efficacité du dispositif actuel 2/ réfléchir à une modification du dispositif voire à un changement de dispositif afin d'améliorer l'atteinte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement visé au moindre coût pour la collectivité.

Au vu des éléments de RTE et de nos propres analyses, nous estimons qu'il est essentiel de tirer les conclusions suivantes :

- Il est nécessaire de revenir aux fondamentaux de la théorie économique, à savoir qu'à chaque objectif économique doit être dédié un instrument économique. La multiplication des objectifs (sécurité d'approvisionnement, rentabilité du parc existant, décarbonation, développement de nouvelles technologies…) représente une perte d'efficience globale du système.
- Un dispositif économique doit inciter des acteurs sensibles à ses signaux économiques. Le mécanisme de capacité devrait être centré sur les capacités de pointe pour inciter à leur maintien ou à l'investissement dans de nouvelles capacités de production.
- Eni souhaite que le REX sur le mécanisme de capacité établisse l'efficience du mécanisme décentralisé par rapport à un système centralisé dans lequel un acteur unique calculerait l'obligation collective, interviendrait sur le marché de la capacité selon une méthodologie prédéfinie et répercuterait le coût de l'obligation aux fournisseurs au prorata de leurs portefeuilles. De tels dispositifs existent dans d'autres pays.
- Le REX doit aboutir à des recommandations pour sécuriser le système à l'avenir, et la réflexion doit être menée en parallèle avec celle sur la réforme du nucléaire, puisque les deux dispositifs auront des effets l'un sur l'autre.