Consultation sur les travaux à mener dans le cadre du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français

13/03/2020

1. Contribution du mécanisme de capacité au respect du critère de sécurité d'approvisionnement

Questions 1.1 sur la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

EDF partage l'intérêt de montrer que des mécanismes de capacité sont nécessaires pour disposer assurément du niveau de capacité nécessaire à la sécurité d'alimentation des consommateurs, ce que le seul marché énergie ne permet pas de garantir. Si la réalisation d'un scénario contrefactuel complet (dont la construction nécessite de simuler les décisions des acteurs) s'avère difficile, EDF préconise alors de se concentrer prioritairement sur une analyse de l'évolution des *missing money* par filière afin d'étayer cette démonstration.

En revanche, EDF n'est pas convaincue de l'utilité ni de la faisabilité (données relevant du secret des affaires) d'introduire une analyse des stratégies de ventes et de volumes qui par ailleurs sont, pour ce qui la concerne, systématiquement partagées sous le sceau de la confidentialité avec la CRE.

Questions 1.2 sur la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité

Le Bilan Prévisionnel simule l'optimisation de l'équilibre offre/demande dans un grand nombre de scénarios ; il renseigne ainsi sur le paysage de défaillance et permet d'établir si les capacités installées en France, compte tenu de l'ensemble des incertitudes affectant l'équilibre offre/demande (affectant l'offre, la demande et les possibilités d'importation) sont suffisantes ou non pour que le critère de sécurité d'approvisionnement des consommateurs soit respecté. C'est bien le Bilan Prévisionnel qui livre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement qui est résumé par l'espérance de durée de défaillance ou par un niveau de marge de puissance positive ou négative (marge séparant du respect exact du critère de 3 heures).

Quant au mécanisme d'obligation de capacité, il a été instauré afin que la capacité installée totale soit suffisante pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement de la France. Le principe est qu'en remplissant leurs obligations exprimées en GW de garanties de capacité, les obligés répondent au besoin et exploitent *in fine* un parc de moyens permettant le respect du critère.

Pour remplir son objectif, le mécanisme de capacité doit donc adresser un niveau d'obligation qui corresponde à ce besoin. Il est donc essentiel que le REX analyse si cette correspondance est effective.

Une première préoccupation réside dans la cohérence des marges indiquées *a priori* par le mécanisme de capacité avec le diagnostic livré par le Bilan Prévisionnel. Avant l'année de livraison, une fois la certification réalisée, on s'attend en effet à ce que la marge apparaissant entre capacités certifiées et besoin de garanties de capacité reflète celle vue du Bilan Prévisionnel et fasse donc état d'un niveau de tension correspondant, ce qui n'a pas toujours été le cas. Un des enjeux du REX est donc d'analyser et d'améliorer l'évaluation du besoin de capacité exprimé en MW de garanties de capacité.

Le choix a été fait dans le mécanisme de capacité de vérifier l'adéquation entre les capacités en présence et les besoins selon des modalités de calcul qui dépendent *in fine* du scénario réalisé (calcul des obligations comme des garanties de capacité dépendant des jours PP1 et PP2 choisis et de la

consommation et de la disponibilité constatés). Ce choix induit inévitablement une difficulté de cohérence avec le besoin identifié par le Bilan Prévisionnel établi *a priori* selon une approche statistique. Il importe que le REX prenne également la mesure des écarts induits et propose des voies permettant de les réduire et mieux de les supprimer.

Questions 1.3 sur la caractérisation de la disponibilité

Nous partageons l'intérêt de réaliser une analyse sur les modalités de mise à disposition des capacités et le niveau des contrôles effectués.

Il pourra être particulièrement intéressant d'analyser l'efficacité de l'utilisation du mécanisme d'ajustement pour collecter la puissance disponible résiduelle. Est-ce qu'un tel mécanisme est adapté par construction à la collecte de la capacité et qu'en est-il de l'efficacité du SI pour une telle utilisation ? L'analyse pourra aussi être complétée par l'étude de la pérennité de ce mode de collecte lors des évolutions liées au règlement Electricity Balancing.

Questions 1.4 sur l'analyse coûts-bénéfices pour la collectivité

Une analyse coûts-bénéfices présente un intérêt certain. Une première étape devra être de définir la méthodologie de cette analyse, en concertation avec les acteurs. Cet exercice pourra s'appuyer sur l'analyse d'impact conduite par RTE en 2018 pour démontrer qu'un mécanisme de capacité était fondé et économique (« Analyse d'impact du mécanisme de capacité – Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité » Janvier 2018).

Pour ce qui concerne les coûts d'investissement et les coûts opérationnels générés chez les acteurs par la mise en œuvre du dispositif, EDF reviendra vers RTE pour lui confirmer la faisabilité opérationnelle dans les délais impartis d'une telle évaluation qui présente évidemment un intérêt dans l'analyse coûts-bénéfices.

En tout état de cause, EDF estime que la mise en place d'un mécanisme de capacité est bénéfique car elle assure que le risque de défaillance (et partant le risque de délestage de consommateurs) sera limité à une durée moyenne de 3 heures par an. En l'absence d'un tel mécanisme, les délestages de consommateurs seraient plus importants et porteraient préjudice à l'ensemble de l'économie (coût de défaillance × énergie non desservie supplémentaire).

Questions 1.5 sur l'analyse du coût pour le consommateur

L'analyse devra, au-delà du coût proprement dit, porter sur la visibilité et la maîtrise de ce coût par les consommateurs (dont le coût de l'AOLT) et comparer les résultats obtenus avec ceux des modèles alternatifs centralisés.

Ce coût devra être comparé aux apports d'un mécanisme de capacité notamment la maîtrise du risque d'énergie non distribuée pour le consommateur final.

En l'état actuel des règles, seuls les acteurs intégrés doivent transmettre à la CRE leur méthodologie de répercussion aux Consommateurs Finals du coût d'approvisionnement en Garanties de Capacité, ce qui représente très peu de fournisseurs actifs sur le marché. Pour les besoins du futur REX, il conviendrait que le panel de fournisseurs étudiés soit élargi.

2. Articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route climat énergie

Questions 2.1 sur l'articulation entre le mécanisme et la feuille de route climat énergie

La feuille de route énergie climat du gouvernement fixe à l'horizon 2035 pour le secteur électrique un objectif de 50% de nucléaire, 46% d'ENR et 4% de THF. Le mix électrique poursuivra ainsi sa décarbonation tout en soutenant le développement de nouveaux usages de l'électricité. Dans le contexte de la transition énergétique, le mécanisme d'obligation de capacité permet d'assurer que le

critère de sécurité d'alimentation pourra être respecté au moindre coût pour la collectivité. Le REX permettra d'illustrer ce rôle essentiel du mécanisme.

Questions 2.2 sur l'appel d'offres long-terme

L'AOLT doit en effet être pris en compte par le REX, notamment les questions :

- de l'articulation des certificats de capacité annuels et pluriannuels ;
- de répercussion du coût des capacités lauréates de l'AOLT sur les fournisseurs (temporalité de la publication de l'information sur le coût, caractère opposable de ce coût…) ;
- l'introduction de deux prix de la capacité pour un même service rendu.

D'autres points, liés au contexte particulier du lancement des 4 AOLT, méritent d'être traités :

- un calendrier serré pour respecter les engagements pris auprès de la DG COMP qui a contraint les acteurs à monter des offres pour 4 périodes de sécurisation sans visibilité sur les besoins en nouvelles capacités validés par les pouvoirs publics sur proposition de RTE (courbes de demande) d'une part, ni sur plusieurs paramètres clés comme le prix de référence pour le calcul de la compensation d'autre part ;
- la modification, quelques jours avant la clôture de l'appel d'offre, des règles de prise en compte des contraintes de stock pour les batteries offrant des services systèmes sans étude approfondie comme demandée par la CRE (délibération du 28/11/2019) ni de concertation.

3. Comportement des acteurs et efficacité des incitations en place

Questions 3.1 sur le comportement et les incitations pour les acteurs obligés

EDF partage l'intérêt d'analyser la capacité des acteurs obligés à anticiper leur obligation individuelle et le cumul de ces anticipations au regard de la prévision d'obligation globale établie par RTE.

EDF rappelle qu'une telle analyse est prévue dans les règles du mécanisme de capacité (art.6.2.). Cet article vise explicitement à "permettre le suivi de la couverture des obligations des acteurs obligés" et oblige ces derniers à transmettre une pré-estimation de leur obligation deux mois avant le début de l'année de livraison.

Les règles en vigueur au démarrage du mécanisme durant les années de livraisons 2017 et 2018 prévoyaient que RTE réalise cet exercice d'analyse en vérifiant "l'adéquation entre les pré-estimations d'Obligation par les Acteurs Obligés et son évaluation de l'Obligation de Capacité globale à la maille France". Depuis l'année de livraison 2019, les règles prévoient que ce rôle de suivi incombe à la CRE qui "pourra étudier la fiabilité des pré estimations d'Obligations publiées".

EDF demande que les résultats de ces analyses soient intégrés au REX pour la période couvrant les années de livraison 2017 à 2020. Pour l'année de livraison 2017, il conviendra de compléter l'exercice par une comparaison des pré-estimations avec les résultats de l'obligation définitive France.

Chaque acteur anticipe ses parts de marché et, sauf heureux hasard, la somme de ces anticipations a toutes les chances de ne pas correspondre à 100% du marché. En se rapprochant de l'échéance de l'année de livraison, les anticipations de chacun gagnent en exactitude mais force est de constater qu'une certaine incertitude réside tant que toutes les négociations commerciales pour l'année à suivre ne sont pas bouclées. L'obligation de chaque fournisseur étant directement liée à son portefeuille de clientèle, la qualité des anticipations des acteurs conditionne de fait la faculté du dispositif à délivrer le bon niveau de capacité. L'analyse dans le cadre du REX de la comparaison entre obligations estimées par les acteurs obligées, obligation France anticipée par RTE et l'obligation définitive AL+3 apparaît dès lors importante.

Concernant la temporalité de couverture des acteurs obligés, les règles prévoient depuis l'année de livraison 2019 via l'article 6.8., la possibilité pour la CRE d'étudier le rythme de couverture des acteurs

obligés. L'introduction de cet article visait, en l'absence de contraintes réglementaires de couverture de l'obligation, à permettre à la CRE d'observer le comportement des acteurs.

EDF estime que cette analyse doit figurer dans le REX du mécanisme et souhaite que l'exercice soit réalisé sur la période 2017-2020. Cette période d'étude permettra notamment d'évaluer l'impact de la mise en œuvre pour l'AL 2020 d'un PREC déterminé sur la seule dernière enchère avant AL (pour mémoire ce choix visait à la mise en place d'une incitation non contraignante à la rencontre de l'offre et de la demande avant l'année de livraison). Elle permettra aussi pour l'AL 2020 de porter un regard sur l'anticipation des acteurs obligés et ainsi d'alimenter les réflexions sur le design du mécanisme et sa temporalité. Enfin, une comparaison de la temporalité de couverture des acteurs obligés avec les contraintes pour les responsables de périmètre de certification ayant une certification supérieure à 3 GW est à réaliser.

EDF estime que la priorité est d'assurer la robustesse de l'incitation pour les fournisseurs obligés à couvrir leur obligation avant AL. A ce titre, l'analyse des stratégies des acteurs pour ce faire ne lui apparaît pas nécessaire à l'éclairage de la question. L'analyse de la temporalité de couverture devrait déjà permettre de mettre en évidence les éventuelles stratégies de couverture tardives ou aux écarts de certains acteurs.

Questions 3.2 sur le comportement et les incitations pour exploitants de capacité

Le risque industriel peut se révéler tardivement. En effet, un incident industriel lourd a une portée de l'ordre de l'année alors que la certification doit être anticipée de 4 ans. Par conséquent, l'analyse de la capacité des exploitants à anticiper leur disponibilité ne nous semble pas la meilleure approche. Il serait plus pertinent d'étudier la durée des avaries ou des prolongations par rapport aux échéances de certification en AL-4.

EDF s'interroge sur l'utilité des redéclarations obligatoires toutes les 48 heures pour une évolution du NCP supérieure à 100 MW. Cela induit un coût opérationnel important pour effectuer cet exercice à cette fréquence et procéder aux saisies sur la plateforme RTE. En fait, les exploitants de capacité sont déjà tenus de publier leur meilleure vision des indisponibilités prévisionnelles du parc conformément aux règlements Transparence et REMIT. Une mise à jour de redéclaration paraît plus utile avant l'enchère afin que tous les acteurs partagent la meilleure vision de la disponibilité du parc français. A d'autres moments de l'année, l'intérêt de cette information nous semble trop limité par rapport à l'effort requis.

Par rapport au dispositif actuel du rééquilibrage, nous souhaitons également questionner la pertinence du calage des tunnels (vu que le tunnel est dépassé presque systématiquement lors d'un arrêt placé sur l'hiver pour la filière nucléaire) et le seuil de 1 GW avant rééquilibrage payant.

Questions 3.3 sur la formation des prix

EDF est favorable à l'idée d'analyser la formation des prix sur le mécanisme de capacité dans un cadre normatif confrontant l'obligation totale avec une courbe d'offre globale. Cette analyse qui paraît accessible dans un tel cadre normatif global paraît à même de livrer des indications sur la valeur économique de la capacité plus que sur son prix constaté aux différentes sessions. EDF souligne en effet la grande difficulté d'une analyse de la formation des prix, session de marché par session de marché, dès lors que chaque acteur a sa propre stratégie de répartition de ses achats/ventes entre les différentes sessions pour une année de livraison donnée et peut en changer d'une session à l'autre.

Pour la construction de cette confrontation, EDF considère que les éléments de méthode donnés par la CRE dans son rapport de juillet 2019 sur le « Fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel » sont adéquats et suffisants (référence au *missing money* pour l'offre, achats à tout prix pour la demande).

EDF préconise donc que cette analyse continue d'être menée par la CRE.

Questions 3.4 sur les signaux PP1 et PP2

EDF partage l'intérêt d'un tel REX et souhaiterait une plus grande transparence sur la méthode de tirage des jours PP2 compte tenu de son impact sur l'estimation du NCP des exploitants de capacité.

Aucun jour PP1/PP2 n'ayant été tiré depuis le début de l'année 2020, EDF pense utile de questionner la pertinence des règles actuelle du tirage PP2, notamment le gabarit d'un maximum de 25 jours PP2, ainsi que la répartition de ces jours sur les différents mois.

Les jours PP1 et les jours PP2 jouent un rôle majeur dans la mesure des capacités détenues par les acteurs et dans la vérification *a posteriori* du respect de l'obligation de chacun. Etant donné les enjeux de cohérence soulignés à la question 1.2, EDF partage pleinement l'intérêt de cette analyse.

4. Modalités opérationnelles et enjeux de complexité en regard des enjeux de précision

Questions 4.1 sur le diagnostic sur la complexité du mécanisme

EDF est favorable à ce que la complexité du mécanisme fasse l'objet d'un diagnostic. La déclinaison contractuelle et opérationnelle du mécanisme dans les relations avec les consommateurs est en effet un enjeu majeur pour la compréhension et l'acceptabilité du mécanisme par les consommateurs. Par ailleurs, il conviendra d'évaluer dans quelle mesure d'autres architectures du mécanisme (en particulier une architecture confrontant offre et besoin en une seule fois) réduiraient cette complexité qui n'apporte pas de plus-value dans la réalisation des objectifs de sécurité du mécanisme. EDF est donc prête à contribuer à ses réflexions et notamment à partager son évaluation des ressources et investissements mobilisés pour la mise en place et le suivi du mécanisme.

- La complexité du mécanisme de capacité a-t-elle participé à entrainer des erreurs chez vous ? Si oui, sur quel sujet ?

A l'amont, la complexité du mécanisme a en effet pu entraîner pour EDF des erreurs, par exemple de saisie de certaines re-déclarations sur son RPC compte tenu des délais de déclarations de 48h. Rapidement détectées et corrigées auprès de RTE, ces erreurs ont été sans conséquence.

A l'aval, le bouclage de l'année de livraison 2017 a été l'occasion de constater un certain nombre de difficultés sur le calcul de l'obligation finale, ayant entraîné de nombreux échanges entre EDF et les gestionnaires de réseau, des erreurs ayant été constatées de parts et d'autres. Par ailleurs, la complexité de la répercussion des coûts génère des difficultés dans la facturation des clients et nécessite de mobiliser des ressources pour prévenir des erreurs de facturation. Cette complexité est aussi source d'opacité pour le client et peut poser des problèmes d'inter comparaison des offres.

Plus globalement, la complexité et le nombre des paramètres à suivre, les délais impartis pour respecter les obligations de communication et de transmission des informations peuvent induire chez les acteurs des erreurs tandis que les ressources disponibles chez RTE pour répercuter ces informations ont pu induire de nombreux retards (prise en compte des rééquilibrages ou des sorties de tunnel).

Au total, on peut observer que la complexité du mécanisme ne peut éviter des erreurs malgré le soin apporté par les acteurs, que ce soit pour les exploitants, qui peuvent rencontrer des difficultés dans la restitution de leur situation sur leurs Garanties de capacités avant la session de marché organisé ou une demande de rééquilibrage, ou les acteurs obligés, qui ont pu constater des erreurs d'affectation de puissance de référence ou des erreurs au niveau du périmètre RPT.

- Avez-vous d'autres indicateurs à proposer à RTE pour identifier les principales sources de complexité du mécanisme ?

Les critères coûts, ressources mises en œuvre et erreurs ne doivent pas effectivement être les seuls indicateurs de mesure de la complexité, d'autres pourraient être introduits (non-respect des délais,

nombre de réclamations) ainsi que des critères qualitatifs reflétant l'expérience de la mise en œuvre du mécanisme.

Questions 4.2 sur l'arbitrage entre complexité et précision du mécanisme

Questions 4.3 sur la temporalité du mécanisme

EDF pense utile de requestionner la temporalité d'ensemble du mécanisme de régulation par les quantités de la capacité. Destiné à assurer la sécurité d'alimentation, il prévoit en effet que les acteurs puissent commencer à échanger leurs certificats 4 ans à l'avance, que ce soit pour des capacités existantes ou lauréates d'AOLT. Or la détention d'une vision robuste pour forger des anticipations (investissement, fermeture, couverture de l'obligation) dans l'architecture actuelle est soumise à de nombreux aléas, notamment parce que (i) le calage du besoin global évolue entre AL-4 et AL-1 et (ii) des certificats de capacité peuvent être échangés jusqu'en AL+3 : un exploitant de capacité est ainsi soumis à une forte incertitude sur l'utilité de sa capacité, en termes de volume retenu par le mécanisme, pour la sécurité d'approvisionnement.

EDF partage le constat de RTE que des écarts importants peuvent exister entre une vision ex ante et le réalisé en AL mais estime que l'objectif premier du mécanisme étant d'assurer la sécurité d'alimentation, il importe en priorité pour l'émergence d'un signal prix robuste de donner une visibilité partagée par tous les acteurs 4 ans à l'avance, ce qui est difficilement conciliable avec l'enchaînement de 15 séquences de marché organisé étalées sur 4 ans.

EDF souhaite aussi souligner une asymétrie de traitement entre les acteurs obligés qui ont la possibilité d'acheter des garanties de capacité jusqu'en AL+3 alors que les RPC ne disposent que d'une enchère en AL pour rééquilibrer leur position, sans connaître leur niveau de certification effectif.

Questions 4.4 sur les modalités de participation transfrontalière

Dans le cadre de la procédure simplifiée, RTE a décidé d'offrir tous les volumes d'interconnexions en décembre AL-1. EDF pense intéressant d'examiner la cohérence de ce choix de RTE, avec la dynamique de la demande exprimée sur l'ensemble des sessions en AL-1.