Appel à contributions relatif à un appel d'offres de Réserves Rapides à la baisse

Réponses d'EDF

29 novembre 2021

Partie 1 :

Remarques générales

Concernant l'analyse du contexte (§1.2.3) : EDF conteste l'affirmation selon laquelle le parc nucléaire deviendrait moins modulable avec le vieillissement des centrales. Aucun élément n'est apporté par RTE pour étayer cette analyse, dont EDF regrette qu'elle soit diffusée publiquement par RTE sans concertation préalable avec l'exploitant.

Concernant la caractérisation du besoin (§1.3 et § 3.3.4) : EDF prend note de l'aléa dimensionnant pris en compte par RTE (perte de la plus grande STEP française, c'est-à-dire celle de Grand'Maison, d'une capacité de 1280 MW). Cependant, EDF précise que la probabilité de perte de l'intégralité de la STEP est extrêmement faible, et que l'événement ne s'est produit qu'une seule fois dans l'histoire. Par ailleurs, EDF note une inflexion dans la définition du besoin par RTE, qui avait initialement envisagé un DOmin 15' pour le produit RR baisse ; ce DOmin étant finalement porté à 60', EDF serait intéressé par une explication de la stratégie selon laquelle RTE envisage de gérer les déviations déterministes de fréquence à la hausse (qui, dans la compréhension d'EDF, justifiaient ce DOmin court).

Q1.1. Avez-vous des commentaires et/ou des suggestions d'évolution concernant les modalités proposées par RTE ? Si oui, merci de bien préciser le paragraphe auquel vous faites référence et le détail de votre proposition, accompagnée d'une justification de cette évolution le cas échéant.

EDF est globalement favorable aux modalités d'organisation de l'AO RR baisse présentées par RTE, avec les réserves suivantes :

- **définition des engagements (§3.3.1)** :
  - EDF est favorable à une définition fondée sur le nombre d'activations et l'énergie disponibles, plus claire que la définition actuellement applicable à la RR-RC hausse. Cependant, la formulation devrait être clarifiée ; en particulier, la notion de « Nombre d'Aléas » subsiste dans le paragraphe 3.5.1, ce qui ne paraît pas cohérent ;
  - compte tenu des actifs susceptibles de répondre au besoin de RR baisse, EDF considère qu'un engagement sur une journée entière est trop contraignant et qu'une réduction de la période de contractualisation devrait être envisagée dès le lancement de l'AO ;
- **agrément (§3.4)** : EDF souhaite que l'agrément RR baisse soit indépendant de l'agrément RR hausse, tant dans les caractéristiques agréées (à cet égard, les contraintes sur le « second agrément » durant la période transitoire ne semblent pas justifiées – l'opportunité de maintenir ces dispositions transitoires n'est d'ailleurs pas évidente, le processus d'agrément

ayant été grandement simplifié par le passage à une procédure déclarative) que dans les modalités de suspension en cas de défaillance ;

- **pénalités pour défaillance (§3.5.2 et §3.6)** :
    - en l'état actuel, le DNA ne fait pas partie des caractéristiques agréées des EDA, et ce paramètre n'est pas fourni en cas d'offres implicites sur le MA ; par conséquent, le critère d'engagement d'une même EDA à la hausse et à la baisse, portant sur DOmin + DNA, ne pourrait pas être systématiquement vérifié. EDF propose donc que le DNA soit ajouté aux caractéristiques des EDA agréées lors de la demande d'agrément RR baisse ;
    - EDF ne voit pas de justification à considérer qu'une EDA offerte à la hausse et à la baisse sur des pas demi-horaires non autorisés est défaillante à la fois à la hausse *et* à la baisse. EDF propose que, en l'absence d'activation, la défaillance correspondant à la pénalité la moins élevée pour l'acteur soit retenue et que, en cas d'activation dans une direction, la pénalité correspondant à la défaillance dans l'autre direction soit appliquée (puisque RTE est privé de la possibilité d'activer l'EDA dans cette direction).
    - EDF est opposé à la pénalité de base proposée par RTE pour la baisse, qui ne répond pas correctement à l'objectif d'inciter au non-arbitrage puisqu'elle est croissante avec le niveau du spot alors que les opportunités d'arbitrage sur la RR baisse (fondées, schématiquement, sur Max (0, coût marginal - *spot*)) décroissent avec ce niveau. A minima, la formule de pénalité devrait prendre en compte - spot et non |spot| ; par ailleurs, cette formule devrait être adaptée (notamment par l'abaissement du coefficient c) si l'acteur peut prouver que sa défaillance relève, non d'une volonté d'arbitrage, mais d'un aléa technique de court terme.

Partie 2 :

Q2.1 : Quels sont actuellement les freins qui ne vous permettent pas d'offrir plus/plus souvent des offres (non contractualisées) sur le MA ? (contrainte technique, prix, autre ?)

EDF offre à tout moment l'intégralité de sa puissance techniquement disponible à la baisse sur le MA.

Q2.2 : Quel serait selon vous le moyen le plus efficace pour augmenter la liquidité des capacités offertes à la baisse sur le MA ? (AO, règlementation, autre ?)

La participation obligatoire de l'ensemble des installations raccordées au RPT (y compris les ENR qui sont les principales sources de surplus de production en période de manque d'offre à la baisse sur le MA) au mécanisme d'ajustement à la baisse permettrait probablement d'augmenter sensiblement la liquidité des offres à la baisse sur le MA.
RTE pourrait travailler conjointement avec les services de la DGEC pour modifier la rédaction de l'article L321-13 du Code de l'énergie en « La totalité de la puissance ~~non utilisée~~ techniquement disponible **à la hausse et à la baisse** … ».

Q2.3 : Si l'option retenue par RTE permettant de garantir un volume d'offres minimal sur le MA était de mettre en place un AO RR baisse (selon les modalités proposées dans la partie 1), à quel horizon penseriez-vous participer ?

EDF serait en mesure de participer à un tel appel d'offre dès son lancement, sous réserve d'un temps d'adaptation de son SI évalué à environ 8 mois à partir de la confirmation officielle par RTE du lancement de l'AO RR baisse.

Q2.4 : Quelle(s) modalité(s) pourrai(en)t selon vous évoluer pour permettre une participation à un horizon plus rapide ?

Aucune, les délais d'adaptation du SI étant incompressibles.

Q2.5 : Si l'option retenue par RTE permettant de garantir un volume d'offres minimal sur le MA était de mettre en place un AO RR baisse (selon les modalités proposées dans la partie 1) :
- Quel(s) type(s) de capacité(s) pourriez-vous proposer ?
- Quel volume pourriez-vous proposer (en moyenne, maximum) ?
- Sur quelles périodes pourriez-vous proposer ces volumes (périodes, jours, etc.) ?

Les installations du parc EDF susceptibles, techniquement, d'être réservées au titre du produit RR baisse sont les actifs hydrauliques de lac, les pompes des STEP, les CCG et les turbines à combustion ; les centrales nucléaires et les centrales hydrauliques au fil de l'eau ne disposent pas de capacités de modulation activables en 13'.

Parmi ces installations, EDF pourrait mettre à disposition de l'AO RR baisse, à coût très faible, toutes celles qui sont déjà actuellement offertes en offres libres sur le MA (i.e. les installations de production programmées et les pompes non programmées compte tenu des conditions de marché du moment, le volume résultant étant très variable).

Au-delà des actifs déjà offerts à la baisse sur le MA, EDF considère être en capacité de couvrir l'intégralité du besoin (780 MW) de RTE à tout moment. Néanmoins, EDF souhaite interpeller RTE sur le niveau des coûts de réservation de son parc de production afin d'être en mesure de mettre à disposition de RTE à tout moment cette réserve à la baisse. Ces coûts, générés par la désoptimisation du parc, seront potentiellement très élevés, ce qu'EDF considère comme aberrant compte tenu de la possibilité pour RTE de recourir – dans le marché d'ajustement ou hors marché, suivant les modalités de mise en œuvre – aux volumes techniquement disponibles à la baisse dans le système électrique, mais non captés (en particulier les parcs ENR raccordés au RPT, qui peuvent être baissés/écrêtés à coût nul pour la collectivité).

Q2.6 : Quelle(s) modalité(s) pourraient évoluer pour permettre une meilleure participation à l'AO RR baisse (relativement aux éléments listés à la question 2.5) ?

EDF considère que le découpage de l'engagement en tranches plus courtes (par exemple horaires) au cours de la journée serait de nature à permettre la participation d'autres types d'acteurs (p. ex. producteur PV) n'étant pas en mesure d'agréger plusieurs actifs pour répondre à un engagement journalier.

Q2.7 : Si l'option retenue par RTE permettant de garantir un volume d'offres minimal sur le MA était de mettre en place un AO RR baisse (selon les modalités proposées dans la partie 1), quels seraient les fondamentaux qui entreraient dans votre estimation du coût d'opportunité de réservation de capacité ?

De façon générale, le *pricing* de la réservation à la baisse prendrait en compte le delta entre les coûts de production de l'actif considéré et le prix spot anticipé de la journée du lendemain, si celui-ci est positif. EDF tiendrait également compte, notamment, des possibles pertes d'opportunité liées à des activations à la baisse sur les plateformes d'équilibrage européennes rémunérées en *pay-as-clear*.

Comme mentionné en réponse à la question 2.5, des coûts de réservation élevés sont susceptibles d'apparaître durant une part très significative du temps, et bien au-delà des seules situations identifiées comme situations de « butée de baisse ». Sur le principe, et à titre purement illustratif, EDF pourrait par exemple être amené à produire 780 MW à -100 €/MWh à l'aide d'actifs dont la valeur

d'usage serait de 50 €/MWh pendant 24h, exposant RTE à des coûts de réservation de l'ordre de ~3 M€ sur une seule journée si EDF fournit l'intégralité du besoin[1].

Une première estimation réalisée par EDF sur une base historique, pour la réservation de 780 MW sur son parc hydraulique, conduit à identifier des coûts de réservation de l'ordre de 40 M€ par an (~135 €/MW/j en moyenne), dont une cinquantaine de jours dont les coûts de réservation seraient supérieurs à 250 €/MW/j.

[1] A l'extrême, en cas de prix spot atteignant -500 €/MWh, un acteur souhaitant programmer sa production afin d'être disponible à la baisse pour RTE ferait face à un *curtailment* au spot, le forçant alors à valoriser une partie de son énergie à des prix encore plus négatifs aux échéances ultérieures (jusqu'à -10 000€/MWh en IJ), ce qui conduirait à un renchérissement encore plus important des coûts de réserve pour RTE.