Contribution de LUCIOLE, ENERDIGIT et TIKO à la consultation publique organisée par RTE sur les projets de cahier des charges, de conditions générales et de conditions particulières de l'AOE « Crise »

L'association LUCIOLE (L'Union pour Une Consommation Intelligente, Optimisée de l'Energie) est un collectif de PME œuvrant pour que le système énergétique soit plus résilient et moins émetteur de gaz à effet de serre dont les opérateurs d'effacement Energy Pool, Eqinov et Flexcity font partie.
Enerdigit et Tiko sont des opérateurs d'effacement indépendants.

Les membres de Luciole, Enerdigit et Tiko remercient RTE de donner à nouveau la parole aux opérateurs d'effacement afin de définir les modalités du futur appel d'offres effacement, à l'occasion de la consultation publique portant sur les projets de cahier des charges, de conditions générales et de conditions particulières. Luciole, Enerdigit et Tiko partagent l'objectif de RTE de poursuivre un soutien permettant le développement de la filière. Ils remercient également RTE d'avoir pris en compte une partie de leurs retours formulés dans la position commune « Contribution de LUCIOLE et ENERDIGIT à la consultation organisée par RTE sur les modalités du prochain appel d'offres effacement - Janvier 2023 ». En particulier, **la proposition de dissocier le clearing de l'AOE pour l'option « au seuil haut » et d'appliquer un complément dont la valeur est fixe pour toute offre « au seuil bas »** contribue à apporter de la lisibilité sur la rémunération et donc à permettre aux sites d'arbitrer sur leur intérêt éventuel à s'engager dans la démarche : **cette disposition doit être préservée, et Luciole, Enerdigit et Tiko remercient RTE de l'avoir intégrée dans le projet faisant l'objet de la consultation publique.**

Toutefois, **Luciole, Enerdigit et Tiko s'inquiètent de plusieurs modalités qui, telles que proposées par RTE, risquent d'éroder le gisement actuel et d'amener des coûts échoués qui viendront donc diminuer l'attractivité de la filière effacement.** Il s'agit en particulier de :

- La poursuite de la désynchronisation entre AOE et mécanisme de capacité ;
- L'absence de visibilité pour les opérateurs d'effacements sur certains paramètres ;
- La contrainte d'observabilité au seuil bas, qui a déjà fait l'objet d'une position commune de plusieurs opérateurs à l'issue du GT du 30 janvier 2023 ;
- La dégradation de l'équilibre économique du contrat ;
- L'exclusion des services système des puissances comptabilisées dans l'AOE.

La désynchronisation entre AOE et mécanisme de capacité aura des conséquences graves sur le développement de la filière et constitue une régression !

Dès le démarrage de la consultation sur le futur régime de l'AOE, Luciole et Enerdigit avaient alerté sur les risques liés à la proposition de ne plus appuyer l'AOE sur le mécanisme de capacité. Cette désynchronisation est une régression puisque le choix avait été fait il y a 5 ans d'adosser l'AOE sur le mécanisme de capacité et rien ne justifie de faire marche arrière aujourd'hui. Par ailleurs, la proposition de RTE renforce (une nouvelle fois) la complexité pour les opérateurs d'effacement (et donc in fine pour leurs clients) et surtout génère encore des coûts indus d'adaptation et de développement informatique non motivés par un développement de la filière. **Par ailleurs, aucune garantie n'existe sur le maintien de ces modalités à horizon 2026 dans le cadre de la mise en œuvre du futur mécanisme de capacité et / ou d'appels d'offres effacements « post crise ».** C'est pourquoi Luciole et Enerdigit avaient plaidé pour une reconduction à l'identique du dispositif de 2023 sur l'année 2024, voire également sur 2025, et de faire coïncider autant que possible le calendrier de réforme de l'AOE avec celui du nouveau mécanisme de capacité, puisque ces deux dispositifs sont intimement liés.

RTE a expliqué ne pas donner suite à cette demande et a maintenu les changements concernant les éléments suivants : la période d'engagement, le nombre de jours de mise à disposition et la plage d'engagement.

Les évolutions requises nuiront au développement de la filière et vont engendrer des coûts échoués pour les opérateurs d'effacement, c'est la raison pour laquelle il convient d'abandonner ces modifications de l'AOE.

Additionnellement, RTE a introduit dans la consultation publique la possibilité de déclarer un jour AOE jusqu'à 20h, et une limite de test à 21h. Cette décorrélation supplémentaire entre l'AOE et le mécanisme de capacité s'ajoute ainsi à la longue liste d'adaptations et de développements qu'il faudra effectuer, sans que ces modalités n'aient jamais été présentées en GT ni leur intérêt pour le système démontré[1].

Aussi, **Luciole, Enerdigit et Tiko demandent à RTE, a minima, de maintenir les échéances du mécanisme de capacité pour le signalement des jours de tension AOE « soir » (19h J-1) et la notification de tests (20h J-1).**

De même, le signalement des jours AOE « matin » à 10h40 paraît bien tardif pour construire les offres au marché spot : **Luciole, Enerdigit et Tiko demandent à RTE de maintenir les échéances du mécanisme de capacité pour le signalement des jours de tension AOE « matin » (9h30 J-1).**

L'absence de visibilité pour les opérateurs d'effacements sur certains paramètres

Luciole, Enerdigit et Tiko se réjouissent que certains points (complément fixe si engagement inférieur ou égal au seuil bas) aient été traités par RTE.

Toutefois, **la possibilité de modifier la plage d'engagement et l'Abaque Kj par RTE après la remise d'offres et avant le début de la période d'engagement représente un risque majeur :** en cas de réduction supplémentaire de la plage d'engagement, l'opérateur ne pourra pas systématiquement restituer au site client l'intégralité de la valeur sur laquelle il s'était engagé, en particulier pour les sites ne fonctionnant pas toute la journée. **Luciole, Enerdigit et Tiko demandent donc à RTE de fixer de manière définitive la plage AOE ainsi que l'abaque de Kj avant le lancement de l'AOE.**

De même, l'absence d'informations sur le nombre de jours AOE par semestre au-delà du T4 2023 rend difficile la valorisation d'un site dont la consommation est fortement saisonnière, ou l'intégration d'un nouveau site en cours d'année. C'est pourquoi **Luciole, Enerdigit et Tiko proposent de définir un nombre de jours AOE par semestre, ou, a minima, un nombre de jours minimum par semestre.**

La contrainte d'observabilité un tiers du temps désincite les opérateurs à proposer des offres au prix d'engagement au seuil bas

Lors de l'appel à contribution, RTE a proposé un « tunnel d'observabilité », prérequis au fait de pouvoir modifier le prix d'engagement des offres, auquel Luciole et Enerdigit se sont opposés. Sur proposition de Luciole et Enerdigit, cette contrainte a été remplacée par un objectif d'activations en énergie, ce qui représente un progrès significatif et pourrait permettre aux opérateurs de décliner correctement ces modalités. Toutefois, RTE y a ajouté une nouvelle contrainte d'observabilité, à hauteur de la puissance engagée à l'AOE, un tiers du temps, avant de pouvoir faire évoluer les prix d'offres.

Si cette obligation peut paraître peu contraignante de prime abord, **Luciole, Enerdigit et Tiko ont analysé qu'elles pouvaient amener des capacités** ayant un profil de consommation avec une saisonnalité marquée (qu'elle soit infra-journalière, hebdomadaire, ou autre) à n'être jamais en capacité de modifier leur prix d'offre et donc **à être exposées à un nombre d'heures d'activation au seuil bas significativement plus élevé que 30 heures.**

Aussi, **Luciole, Enerdigit et Tiko réitèrent leur demande de conditionner le versement du complément de rémunération de 20k€/MW/an uniquement au degré d'atteinte du volume cible d'énergie à effacer, fixé ex-ante, sans contrainte sur le niveau de puissance à offrir durant les heures AOE.**

---

[1] Luciole, Enerdigit et Tiko rappellent par ailleurs que le signalement d'un jour de tension (qu'il soit PP2 ou AOE) après l'heure d'accès au marché spot oblige les opérateurs valorisant leurs capacités sur NEBEF à arbitrer, sur les jours non PP1, lors du dépôt de leur offre au spot, ou à attendre le signal PP2 et activer leurs sites sans être certains de pouvoir trouver une contrepartie sur le marché infra-journalier, ce qui se traduit in fine par des écarts positifs sur le système.

La dégradation de l'équilibre économique du contrat : les contraintes de l'AOE vont inciter à défoisonner les offres, et donc à multiplier les malus si la puissance réalisée n'est pas exactement celle de l'offre

Les modalités proposées obligeront les opérateurs d'effacement à défoisonner leurs offres en séparant les sites :

- par DUJ,
- par mécanisme (les conditions liées à l'observabilité ne permettant pas en pratique de valoriser des sites d'une même offre sur des mécanismes différents en même temps),
- et par prix d'engagement.

La multiplication des offres en fonction de ces paramètres restreindra donc les possibilités de bénéficier du foisonnement d'un portefeuille, et va systématiquement exposer les opérateurs au malus de 25% en cas de puissance différente de celle de l'offre. L'opérateur sera portant globalement long ou court sur l'ensemble de ses positions, et, s'il devait être exposé à une pénalité de régularisation, celle-ci ne devrait s'appliquer qu'à sa position globale.

Luciole, Enerdigit et Tiko demandent à RTE de permettre d'appliquer la régularisation financière sur la position globale de l'ensemble des offres, par rapport à l'ensemble des puissances engagées. Cela pourrait être réalisé par la définition d'un contrat incluant des sous-catégorisations.

L'exclusion des services système des puissances comptabilisées par l'AOE

Dans l'AOE Crise, les MW engagés en réserves primaire et secondaire (la demi-bande à la hausse) sont désormais exclus du dispositif, là où ils pouvaient jusqu'alors prétendre à une rémunération capacitaire issue du mécanisme de capacité, complétée d'un soutien AOE, garantissant une rémunération au prix de clearing de l'AOE en plus de la rémunération capacitaire des réserves primaire et secondaire. C'était le cas depuis 2020 et les analyses économiques à l'origine des investissements se sont basées sur ce modèle. Les responsables de réserves doivent désormais être en mesure de valoriser leurs MW sur le MA et / ou NEBEF pour prétendre à l'aide d'Etat. Sauf qu'opérationnellement, compte-tenu des échéances de notification des jours signalés EE, cela revient à renoncer aux revenus des services système fréquence sur les jours pressentis comme étant sous tension (sous réserve qu'ils puissent être prévus). **Ce n'est pas réalisable opérationnellement.**

Nous contestons en outre le fait de considérer que les réserves primaire et secondaire ne répondent à l'objectif de baisse de la consommation à la pointe (cf. prérequis de l'Encadrement temporaire de crise) :

- La réserve primaire délivrée par des actifs alternatifs évite aux actifs de production disposant de capacités constructives d'être désoptimisées pour délivrer ce produit. Ces actif sont libérés de contraintes et peuvent valoriser pleinement leur capacité de production en période de pointe.
- Un signal N à la hausse en réserve secondaire va directement contribuer à faire baisser la consommation sur l'heure où les deux heures de pointe ou super pointe en hiver.

C'est donc **un revers pour bon nombre de projets qui se heurtent en outre à l'absence de réouverture du marché de contractualisation des capacités de réserve secondaire, ainsi qu'à des prix bas de la réserve primaire. Cela n'aidera pas à atteindre les conditions de réouverture des appels d'offres de réserve secondaire fixées par la CRE (cf. préqualification de 200-300MW de réserve secondaire additionnelle avec des projets d'effacement / batteries).**