Mai 2024

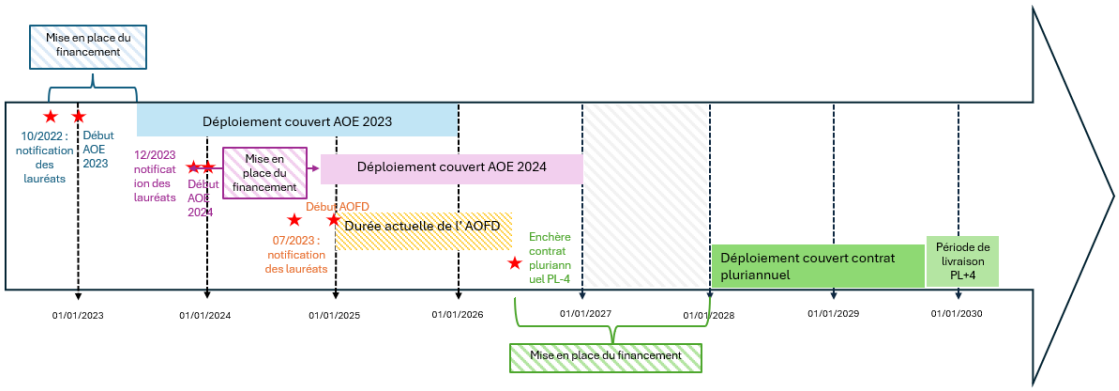
Réponse de Voltalis à l'appel à contributions de RTE
Documents contractuels et cahier des charges de l'AOFD

Voltalis remercie RTE pour avoir ouvert au débat le cahier des charges et les documents contractuels de l'AOFD. Toutefois, Voltalis souhaite attirer l'attention de RTE sur plusieurs évolutions qui auraient des conséquences importantes pour l'activité d'effacement dans les bâtiments :

1. Réintroduire la pluriannualité pour les capacités du lot 1

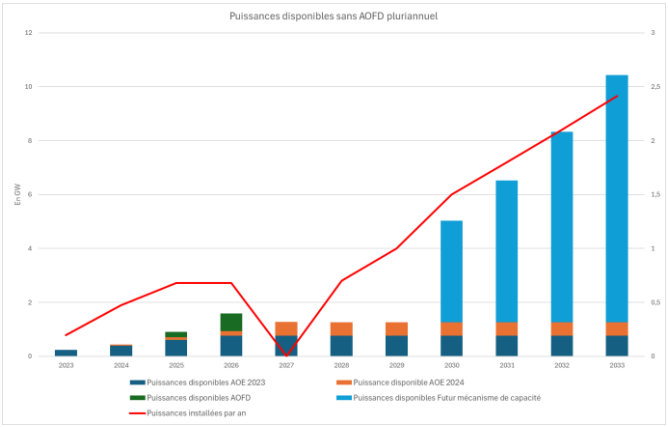
La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) fixe un objectif de 6,5 GW de capacités installées d'effacement en 2028. Cet objectif sera prochainement revu dans la future PPE pour définir les objectifs à horizon 2033. Etant donné l'augmentation du gisement techniquement exploitable avec l'électrification des usages, un objectif de **15 GW d'effacement dans les bâtiments** peut être visé (dont 10 GW environ pour le chauffage électrique)[1]. Pour parvenir à cet objectif contenu dans la PPE, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte a prévu la possibilité de lancer des appels d'offres. Les appels d'offres effacement (AOE) 2023 et 2024 ont ainsi permis de retenir environ 3 GW en 2024. En particulier, concernant l'effacement dans les bâtiments, la mise en place des **contrats pluriannuels avec une période de "*ramp-up*" de 3 ans depuis l'AOE 2023 a permis une forte croissance des capacités ≤ 1 MW** (pour le lot 1, correspondant à des capacités d'effacement ≤ 1 MW, 34 MW ont été retenus à l'AOE 2018, 24 MW à l'AOE 2019, 18 MW à l'AOE 2020, 74,5 MW à l'AOE 2021 vs. 764 MW à l'AOE 2023 et 489 MW à l'AOE 2024). En effet, l'obtention d'un contrat pluriannuel avec une période de "*ramp-up*" a permis aux opérateurs d'effacement dans les bâtiments d'**obtenir un calendrier précis** pour le développement de leurs capacités, c'est-à-dire de donner de la **visibilité pour la mise en place du financement** (permise par la contractualisation sur plusieurs années) et **l'organisation de la filière pour un déploiement « industriel » des capacités** (recrutement des équipes d'installation et des adhérents, installation des sites …). Et ceci avec une spécificité : un site peut être **mis à disposition dès son installation, sans attendre que l'ensemble des sites soient installés** (contrairement à une centrale classique devant attendre la fin de sa construction totale pour être opérationnelle).

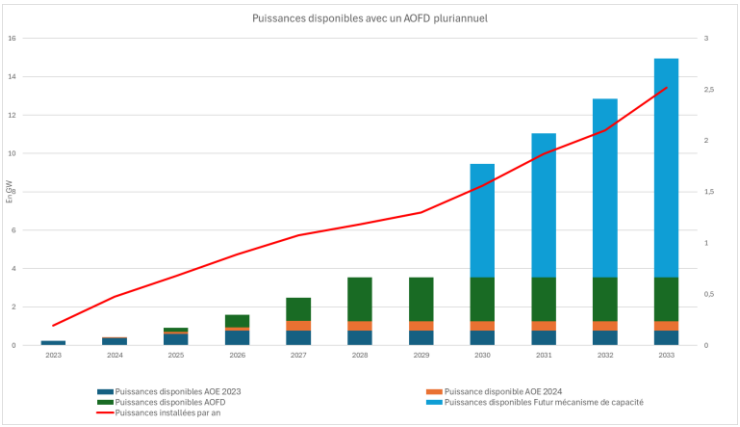
Cependant, les modalités futures prévues dans l'AOFD, ne couvrant que les périodes 2025 et S1 2026, ne **permettront pas d'assurer la continuité de cette trajectoire ascendante** d'installation des capacités d'effacement. En effet, avec le futur mécanisme de capacité prenant le relai à partir du S2 2026, les opérateurs d'effacement pourront participer aux enchères en 2026 pour un contrat pluriannuel en 2030 (modalités présentées en GT mécanisme de capacité). Ces derniers devront alors aller chercher des sources de financement à la suite de la signature de leur contrat de disponibilité donc à partir du S2 2026 et en 2027 pour couvrir leur déploiement, qui ne pourra reprendre que par la suite. Les AOE 2023 et 2024 permettant de couvrir le déploiement des opérateurs d'effacement jusqu'en 2026, les modalités actuelles engendreront un **« trou » dans le déploiement des capacités d'effacement de quelques mois à 1-2 ans**



[1] Voir la réponse de Voltalis à la consultation publique sur la SFEC, décembre 2023

Cela aura pour conséquence **un retard d'un an dans le développement des capacités d'effacement** ; retard d'autant plus accentué qu'un « trou » de déploiement en 2027 obligera à ralentir dès 2026 afin de ne pas avoir à mettre en place des Plans de Sauvegarde de l'emploi qui impacteront le redémarrage de l'activité en 2028 (ce qui est présenté dans le graphique gauche ci-dessous est théorique et impossible à réaliser dans la réalité du monde professionnel français) :





Cette **politique de « stop & go »** (accélération du déploiement jusqu'en 2026, ralentissement en 2027 et réaccélération par la suite) ne permet **pas de donner un signal clair pour l'accélération du déploiement**, et n'incite pas à l'organisation efficace des entreprises pour un déploiement industrialisé des capacités d'effacement dans les bâtiments. Ainsi, les pouvoirs publics doivent permettre aux opérateurs d'effacement d'avoir **des signaux clairs** et une **visibilité suffisante** pour permettre une **trajectoire ascendante progressive des capacités installées d'effacement** et ainsi **atteindre les objectifs de la PPE à l'horizon 2030**.

2. Réintégrer la prise en compte de la thermosensibilité dans l'AOFD 2025

Dans les documents mis en consultation figure la suppression de la prise en compte de la thermosensibilité, y compris dans le calcul de l'énergie et de la puissance effacées dans le cadre de la sous-option Energie Effacée.

Pourtant, reposant aujourd'hui en majorité sur les chauffages électriques, le gisement d'effacement dans les bâtiments varie fortement en fonction des températures. La suppression de la thermosensibilité ne permettra donc **pas de déterminer la disponibilité des capacités d'effacement dans les bâtiments** que les opérateurs d'effacement (OE) peuvent mettre à disposition du système électrique lors des jours de tension.

En outre, cela aura pour conséquence une **désincitation à la mise à disposition des capacités** : un candidat aura intérêt à déclarer une disponibilité moins importante (vs. la puissance maximale en jours de tension) pour ne pas avoir de pénalités.

Enfin, cette suppression créera **une disjonction entre les règles du mécanisme de capacité et des appels d'offres**, entraînant de **nombreuses difficultés opérationnelles pour les acteurs**.

La **thermosensibilité doit donc continuer à être prise en compte** dans la disponibilité des capacités d'effacement exploitant des gisements de consommation thermosensible (lot 1 & lot 2).

3. Maintenir un niveau de disponibilité différencié entre la prime et le complément

RTE propose de ne calculer qu'un seul niveau de disponibilité pour la prime et le complément. Toutefois, ces deux termes doivent continuer d'être évalués de façon distincte, car ils ont **deux logiques économiques différentes** : la prime consiste en un complément de rémunération par rapport au mécanisme de capacité pour rémunérer la disponibilité de la capacité, tandis que le complément permet une rémunération lors d'activations effectives sur le marché. Ainsi, ne plus calculer de niveau de disponibilité différentié pour la prime et le complément non seulement est contraire à cette logique économique mais revient également à **pénaliser doublement** l'opérateur en cas de non-atteinte des engagements en termes d'activations. **Le système existant pour l'AOE 2024 devrait donc être préservé, en calculant un niveau de disponibilité différencié entre la prime et le complément.** Dans ce cas, les engagements en termes de volume effacé et d'heures à pleine puissance ayant été mis en place pour l'atteinte d'un complément en plus de la prime fixe, il ne devrait **pas y avoir de nombre d'heures minimal** défini dans les règles (l'acteur étant déjà pénalisé puisque n'obtenant pas de complément).

En cas d'évolution de ce dispositif, cette évolution devrait se faire en adéquation avec le règlement sur la réforme du marché de l'électricité en cours d'adoption au niveau européen (et donc qui sera applicable lors de la mise en œuvre des contrats AOFD). Ce texte dispose que *« les États membres peuvent appliquer des régimes d'aide à la flexibilité non fossile consistant en des **paiements pour la capacité disponible** »*[2] avec en outre la nécessité de « *fixer un **niveau minimal de participation au marché en termes d'énergie activée**, qui tient compte des spécificités techniques de l'actif fournissant la flexibilité » et d' « appliquer des **sanctions appropriées** à ceux qui fournissent les capacités qui ne respectent pas le niveau minimal de participation au marché »*[3]. En d'autres termes, conformément à ces dispositions, et avec les chiffres actuels, il devrait être appliqué une **rémunération de 85k€/MW pour la disponibilité de la capacité** dont le niveau de disponibilité est déterminé similairement à celui de la prime AOE 2024, avec des **engagements en termes d'activations** qui, s'ils ne sont **pas atteints**, entraîneraient une **pénalité** pouvant atteindre 20k€/MW. Dans ce cas, pourrait être envisagé un nombre d'heures minimal d'engagement

4. Eviter que la Garantie Bancaire ne constitue une barrière à l'entrée

Dans le cadre de l'AOFD, le Titulaire devra fournir à RTE une Garantie Bancaire. Si Voltalis comprend le besoin de mettre en place des Garanties Bancaires, il est nécessaire d'**éviter que son montant ne constitue une barrière à l'entrée pour candidater à l'Appel d'offres**, comme cela est le cas avec le montant actuellement proposé dans les Conditions Générales ($FIXE_{AOFD,N}$ + $COMP_{AOFD,N}$).

5. Autres sujets

Au-delà des principaux points relevés précédemment qui auraient des impacts importants sur l'activité d'effacement dans les bâtiments, Voltalis souhaite ici soulever plusieurs autres sujets qui mériteraient d'être modifiés ou intégrés dans les règles :

- **Ne pas contraindre le nombre d'offres pouvant être retenues pour un lauréat**

Tel qu'indiqué à l'article 5.2.2 du Projet de Cahier des charges « *Un candidat ne pourra pas être lauréat de plus de 50% du volume appelé chaque année* ».

Tout d'abord, cette restriction constitue un **frein à la mise en œuvre d'appels d'offres pleinement concurrentiels**, en opposition avec la décision SA.107352 de la Commission européenne : « *à la lumière des éléments explicatifs apportés par les autorités françaises, les appels d'offres conduits sont bien des appels d'offres concurrentiels au sens du point 49 des LDCAEE* », ainsi qu'avec les éléments apportés par les autorités elles-mêmes : « *les offres sélectionnées comme lauréats (et donc bénéficiaires de la mesure) sont toutes les offres les plus compétitives, inférieures au plafond de prix, permettant d'atteindre le volume appelé* », « *le seul critère de sélection est un critère de prix* ».

Par ailleurs, en ne retenant pas les offres d'un candidat l'amenant à être lauréat de plus de 50% du volume appelé, les autorités seront conduites à sélectionner des offres moins bien interclassées, c'est-à-dire avec une valeur unitaire supérieure, **augmentant *in fine* les coûts liés à cet appel d'offres**.

- **Avoir un interclassement et prix de clearing distincts entre les lots**

RTE propose que toutes les offres soient classées dans un même interclassement, indépendamment de leur lot, avec un prix de clearing unique. Voltalis comprend que RTE invoque le principe de **neutralité technologique**, un MWh ayant les mêmes bénéfices pour le système électrique peu importe la technologie utilisée.

Toutefois, une rémunération identique pour toutes les technologies risque d'impliquer des **coûts très différents pour les consommateurs, par exemple des surcoûts importants des EIF** par rapport aux EE : les **coûts des EIF seraient payés trois fois par les consommateurs** ; les consommateurs supportant les coûts de déploiement des compteurs Linky, d'installation d'une solution d'automatisation (ou portant le risque tarifaire) et de l'appel d'offres.

[2] "*Member States may apply non-fossil flexibility support schemes consisting of payments for the available capacity of non-fossil flexibility*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

[3] "*set out a minimum level of participation in the market in terms of activated energy, which takes into account the technical specificities of the asset delivering the flexibility" ; "apply appropriate penalties to capacity providers which do not respect the minimum level of participation in the market*", Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design

En outre, **un interclassement et un prix de clearing communs** entre les lots risquent d'introduire une **rentabilité excessive des capitaux investis** pour certains acteurs qui ont des **coûts de développement moindres**. Tel est le cas des EIF qui ne présentent pas de coûts amont de développement et de déploiement de boîtiers d'effacement, contrairement aux EE, puisque la chaîne opérationnelle d'envoi et de réception du signal tarifaire est assurée par les compteurs Linky ; et contrairement aussi aux solutions de stockage dès lors qu'elles supposent la mise en place de batteries. Un interclassement et un prix de clearing communs entre les technologies risque donc d'aboutir à une rentabilité excessive pour les fournisseurs participant au titre des EIF.

La rémunération supplémentaire captée par ces derniers pourrait être utilisée pour être redistribuée aux consommateurs et les inciter à se flexibiliser ; **renforçant ainsi les biais concurrentiels déjà existants entre les EE et les EIF**, dont certains, importants, ont déjà été mis en évidence par l'Autorité de la concurrence dès son avis de 2013 (biais technologique pour exploiter les effacements, les fournisseurs bénéficiant des nouveautés des compteurs Linky sans avoir eu besoin de développer à leur frais une technologie de boîtiers d'effacement ; biais d'information pour identifier les gisements d'effacement et proposer des offres adaptées ; biais d'image auprès des consommateurs, renforcé dans le contexte actuel par les appels publicisés du gouvernement …).

Dans le cas où l'AOFD intègrerait une part de rémunération destinée aux consommateurs pour inciter ces derniers à se flexibiliser, deux enveloppes pourraient être distinguées : une destinée aux consommateurs pour les inciter à participer (donc de nature « commerciale », avec un montant identique pour l'ensemble des technologies) et une destinée aux opérateurs (avec un montant distinct selon les technologies pour éviter une rentabilité excessive des faibles capitaux requis par les EIF).

Ainsi, si le **critère de neutralité technologique** doit bien être pris en compte, il est **secondaire vis-à-vis de la nécessité que les aides d'Etat n'introduisent ni distorsion de concurrence ni rentabilité excessive des capitaux**. D'ailleurs, le règlement européen en cours d'adoption sur la refonte du marché de l'électricité[4] donnant la possibilité aux Etats membres de mettre en place un régime d'aide pour atteindre l'objectif national indicatif de flexibilité non fossile, précise la nécessité de définir des objectifs distincts en matière d'effacement et de stockage. Donc la distinction entre technologies est possible et ce durablement.

Pour l'ensemble de ces raisons, et afin d'éviter des coûts excessifs pour les consommateurs, ainsi que de réduire le risque de rentabilité excessive des capitaux et de distorsion de concurrence, **l'interclassement et le prix de clearing devraient être réalisés par lot.**

- **Indexer le plafond de prix d'offres sur l'inflation**

Tel qu'indiqué dans la décision de la Commission européenne SA.107352, « *les autorités françaises ont démontré dans le contexte de la décision SA.62006 qu'un plafond évalué à 60 000 EUR/MW/an était justifié par rapport aux coûts estimé des capacités d'effacement. Le plafond a été relevé à 65 000 EUR/MW/an pour tenir compte de l'inflation par rapport à 2021-2022* ». Similairement, le plafond de prix d'offres ainsi que le complément pour l'AOFD 2025 devraient être réhaussés par rapport à ceux de l'AOE 2024 en prenant en compte l'inflation. Cela permettrait aux OE de construire une capacité globale d'effacement dans des conditions équivalentes aux précédents AOE.

- **Mettre en place une souplesse pour intégrer des sites < 1 MW dans le lot 1**

Les opérateurs adressant les capacités résidentielles ainsi que les petites capacités du segment tertiaire (lot 1) peuvent également installer, dans une moindre proportion, des sites d'une puissance supérieure, du moins dès lors que ces sites ont les mêmes caractéristiques techniques que des capacités inférieures à 1 MW (exemple : résidences étudiantes, résidences touristiques … qui sont en fait des logements, même si leur raccordement au réseau est regroupé donc d'une puissance souscrite supérieure). Cependant, sans possibilité d'intégration dans le lot 1, ces sites aujourd'hui ne sont pas valorisés dans le cadre de l'appel d'offres (l'effacement dans les bâtiments reposant sur l'agrégation de multiples capacités et les coûts opérationnels d'une candidature à un lot différent pour quelques sites étant trop élevés), limitant *in fine* les incitations à installer de tels sites et donc la capacité mise à disposition du système électrique. Ainsi, au moins dans le cas de sites ayant des caractéristiques similaires à un site ≤ 1 MW, il devrait être possible de les rattacher au lot 1, fut-ce dans la limite d'un pourcentage de la capacité d'effacement (MW) du lot pour l'acteur considéré (ex : 20%).

[4] Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design