



Réponse de RTE à la consultation publique n°2024-10 du 18 Juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

RTE souhaite remercier la CRE pour cette consultation qui permet de remettre en lumière le rôle essentiel des tarifs bleus de vente d'électricité comme vecteur d'incitation à consommer au meilleur moment, facteur clé pour la réussite de la transition vers la neutralité carbone. Avant de répondre aux questions soulevées par la CRE, ce propos liminaire présente une synthèse des recommandations de RTE ainsi que les analyses sur lesquelles elles s'appuient. Les réponses aux questions suivent dans le reste du document.

Synthèse et recommandations générales

Le *Bilan prévisionnel 2023* a mis en exergue le besoin d'un plan de passage à l'échelle sur les flexibilités de la demande afin de s'assurer ainsi que leur trajectoire de développement produira bien les effets escomptés sur le fonctionnement du système électrique. Envoyer un signal tarifaire pour adapter les consommations décalables et certaines consommations modulables aux besoins structurels et réguliers de flexibilités en constitue un élément-clé.

Cela apporte des bénéfices multiples : renforcer la sécurité d'approvisionnement en déplaçant la consommation hors des périodes de tension du système, générer des gains économiques pour la collectivité en favorisant la consommation lorsque les prix sont plus bas, et limiter l'empreinte environnementale du système électrique en maximisant l'utilisation de la production bas carbone et en évitant le recours à des moyens de pointe polluants. Au-delà de ces bénéfices, le déplacement de la consommation permet d'améliorer les conditions d'exploitation du système électrique, de donner plus de marges de manœuvre pour l'exploitation du parc nucléaire (réduction de la modulation pour absence de débouchés) et de limiter les incertitudes sur le modèle économique des moyens de production renouvelables et nucléaires (maîtrise des épisodes de prix négatifs en particulier).

Pour que ces bénéfices se matérialisent, les déplacements de consommation doivent être alignés avec les besoins du système électrique. Or, ces besoins évoluent rapidement de manière structurelle sous l'effet de l'évolution de la consommation électrique (électrification, réindustrialisation) et du développement des énergies renouvelables, notamment de l'énergie solaire, en France et en Europe.

RTE recommande par conséquent les évolutions suivantes pour la structure tarifaire :

- **En ce qui concerne les offres proposées aux différents segments de consommateurs, RTE se montre favorable aux propositions de la CRE de renforcer l'attractivité des options heures pleines / heures creuses en ciblant un ratio d'équilibre de 30%, ainsi que de supprimer les options base pour les consommateurs ayant des puissances souscrites supérieures à 9 kVA.**
- **RTE recommande par ailleurs de revoir le placement des heures creuses en privilégiant les heures méridiennes, et en évitant des pointes du matin et du soir qui s'étendent. Cette évolution des plages d'heures creuses doit être menée à bien, en lien avec les distributeurs et en particulier Enedis.** Le placement actuel des heures creuses, hérité du contexte historique, est amené à ne plus correspondre aux besoins du système dans un futur proche. En particulier, le creusement de la courbe de consommation résiduelle et des prix lors de ces heures de forte production solaire en Europe rend la plage méridienne très intéressante du point de vue du système.

Les plages d'heures creuses des options heures pleines / heures creuses (HPHC) du tarif réglementé de vente d'électricité (TRVe) sont aujourd'hui fixées dans les plages de 12h à 17h et de 20h à 8h et correspondent donc pour la grande majorité des consommateurs aux heures creuses du TURPE. Par effet de mimétisme, ces plages d'heures creuses s'étendent également à la



plupart des offres HP/HC de marché libres (hors TRVe) des fournisseurs. **La mise en cohérence des plages d'heures creuses entre le TURPE et TRVe reste nécessaire car elle permet de renforcer l'incitation tarifaire à décaler des consommations et de rendre ces plages plus lisibles pour les consommateurs.** Les évolutions des heures creuses du TURPE applicables aux gestionnaires de réseau de distribution devront donc refléter aussi bien les problématiques nationales d'équilibre offre-demande et que les contraintes locales des gestionnaires de réseau de distribution.

- **Au sein des tarifs heures pleines / heures creuses, il apparaît important de saisonnaliser le placement des heures creuses.** Les bénéfices du placement privilégié de la consommation aux heures méridiennes montrent une variabilité saisonnière : bien que présents toute l'année, ils sont particulièrement significatifs en été. Cette variabilité peut être intégrée via une saisonnalisation de la structure tarifaire renforçant le signal en été.
- **RTE suggère d'envisager le développement de tarifs réglementés de vente intégrant une distinction des jours entre semaine et week-end.** Les prix de l'électricité sont amenés à rester moins chers le week-end que pendant les jours ouvrés. Cette tendance peut également être reflétée dans la structure tarifaire, d'autant plus que certains usages en développement comme la recharge des véhicules électriques se prêtent bien à ce déplacement hebdomadaire en favorisant la recharge durant le week-end¹.
- **Enfin, RTE considère également que l'extension du TRVe aux petits professionnels ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA est une opportunité pour redonner un guide à l'horosaisonnalité des prix payés plus généralement par les professionnels.** Selon RTE, les offres horo-saisonnalisées présentent un potentiel intéressant sur ce segment. À l'instar du segment résidentiel, les offres sur le milieu de portefeuille pourraient également répliquer la structure du TRVe.

Les gains associés à une meilleure adaptation des profils de consommation, bien que sensibles aux hypothèses de développement des mix de production et des autres flexibilités, se chiffrent en plusieurs centaines de millions d'euros pour la collectivité.

RTE estime par exemple que la suppression des tarifs Base pour l'ensemble des consommateurs de puissance souscrite supérieure ou égale à 9 kVA² est prioritaire. Elle représenterait un gain pour la collectivité de l'ordre de 100 M€/an dès 2025, principalement capté par la suppression de la tranche 9-12 kVA qui représente le plus grand gisement de consommation déplaçable sur un nombre limité de consommateurs (env. 2 millions). La mise en œuvre de cette mesure devra s'accompagner de pédagogie auprès des consommateurs afin d'encourager ceux-ci à basculer vers des options incitant à la flexibilité de la demande et d'éviter qu'ils ne basculent vers des offres de marchés type base, ce qui rendrait la mesure inopérante. Il pourrait ainsi être utile de vérifier que les offres de marché heures creuses / heures pleines proposées par les fournisseurs soient plus compétitives que les offres base qu'ils proposent à service équivalent.

RTE espère que l'évolution des options proposées dans le TRVe permettra l'émergence d'offres plus alignées avec les besoins du système électrique qui restent peu développées dans les offres de fourniture en France en raison d'une attractivité économique faible pour le consommateur ou d'une complexité de portage et de gestion par les fournisseurs. En effet, le développement d'offres innovantes (saisonnalisées ou à pointe mobile) est plus complexe à mettre en œuvre pour les fournisseurs (déclaration d'un calendrier fournisseur auprès du GRD, prévision de la consommation

¹ Les batteries des véhicules électriques sont maintenant de taille suffisamment importante pour répondre au besoin hebdomadaire du quotidien et permettre à certains consommateurs de se charger principalement le week-end avec un tarif adapté.

² L'ensemble des consommateurs de puissance souscrite supérieure à 9 kVA, prenant ainsi en compte ceux souscrivant à des offres de marché.



pour chacun des postes horosaisonniers), conduit à une surexposition du risque d'écart sur les volumes ou sur la valeur marché et occasionne des frais additionnels de conception (élaboration de profils statistiques) de commercialisation ou de facturation. Cela interroge également sur la structure des produits proposés sur les marchés à terme que les fournisseurs utilisent pour couvrir leur risque.

Les recommandations proposées par RTE reposent sur des analyses d'une structure tarifaire adaptée aux besoins du système électrique sur les problématiques d'équilibre entre l'offre et la demande mais ne permettent pas d'évaluer l'impact de ces nouveaux tarifs sur les enjeux de gestion du réseau de distribution.

Résultats d'études

RTE détaille ici les analyses qui alimentent ses recommandations. Ces résultats proviennent en partie du *Bilan Prévisionnel 2023*, complétés par des approfondissements spécifiques sur l'estimation des gains à adapter les profils de consommation.

1.1 La conception et le placement des signaux tarifaires – notamment heures pleines / heures creuses – doivent être réajustés sur la base des besoins du système électrique en rapide évolution

Le placement des signaux tarifaires résulte autant des besoins du système électrique s'agissant de la sécurité d'approvisionnement que des besoins de flexibilités pour optimiser son fonctionnement.

1.1.1 RTE soutient les initiatives visant un meilleur placement de la consommation d'électricité pour limiter les risques sur la sécurité d'approvisionnement

L'analyse de la courbe de charge nationale, que RTE a détaillé dans le *Bilan Prévisionnel 2023*, montre que les secteurs résidentiel et tertiaire restent les principaux contributeurs aux périodes de pointe. Afin de mobiliser pleinement le potentiel de flexibilité de ces consommateurs, il est nécessaire d'agir sur les signaux tarifaires qui leur sont envoyés, notamment dans le secteur résidentiel. Il s'agit là d'un axe prioritaire pour renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Les projections à court et moyen terme du *Bilan Prévisionnel 2023* montrent une évolution des périodes de tension dans le système, due aux effets combinés des changements dans le mix de production et de la consommation. Ces évolutions rendent notamment inadaptées les plages historiques d'heures creuses.

Les études du BP révèlent en particulier que le risque de défaillance durant la plage méridienne, même en hiver, devrait presque disparaître, cette période devenant progressivement celle où le risque est le plus faible. Par ailleurs, si les périodes traditionnellement tendues (de 7h à 10h et de 18h à 20h en janvier et février) concentrent encore un risque significatif, elles tendent désormais à s'élargir, notamment avec un prolongement de la plage du soir jusqu'à 23h (en hiver). Enfin, les défaillances se produisent presque exclusivement les jours ouvrés, et ce à tous les horizons, car la consommation baisse sensiblement le week-end, réduisant ainsi considérablement les risques. Ces résultats sont décrits en détails dans le [Chapitre 6](#) (section 6.2.5.3) du Bilan Prévisionnel 2023.

1.1.2 Le développement des flexibilités de la demande, en faisant correspondre au mieux consommation et production décarbonée, contribue à l'optimisation technico-économique globale du système électrique

Dès aujourd'hui, le développement du photovoltaïque dont la production est concentrée en milieu de journée conduit à un creusement de consommation résiduelle³ aux heures méridiennes. Ce phénomène, de plus en plus marqué et qui va s'accentuer à moyen et long terme, déplace la période creuse de la journée des heures nocturnes aux heures méridiennes. Ce nouvel équilibre entre l'offre et la demande conduira à exploiter et structurer le fonctionnement du système électrique non plus seulement en fonction des périodes de tension en hiver mais aussi en fonction de l'opportunité que représentera l'abondance de cette production décarbonée en France et en Europe entre la fin de matinée et la fin d'après-midi.

Positionner autant que possible la consommation en période méridienne lorsque la production bas carbone est abondante en maximise l'utilisation et limite son écrêtement, et facilite l'exploitation du

³ Consommation à laquelle ont été soustraits les volumes de production d'énergies renouvelables variables, et qui doit être satisfaite par les moyens de production pilotables et les flexibilités.

système électrique en évitant des modulations trop profondes. Cela se traduit également par des gains économiques, puisque cette production abondante avec un faible coût de fonctionnement fait baisser les prix de marché aux heures méridiennes, allant même jusqu'à les rendre significativement inférieurs aux prix des heures nocturnes en été (périodes historiquement associées aux heures creuses). Cette tendance commence à s'observer dès aujourd'hui (particulièrement en été) mais sera de plus en plus visible dans les années à venir. Les consommations en milieu de journée pourraient ainsi bénéficier de prix de marché de l'énergie plus faibles.

Ces évolutions sont décrites et illustrées dans le [chapitre 6](#) du Bilan prévisionnel 2023, notamment dans les sections 6.1.1.2 et 6.2.5.3.

1.1.3 Les incitations tarifaires doivent évoluer pour mettre rapidement à profit la période méridienne où le système dispose de marges importantes et où les prix sont plus faibles

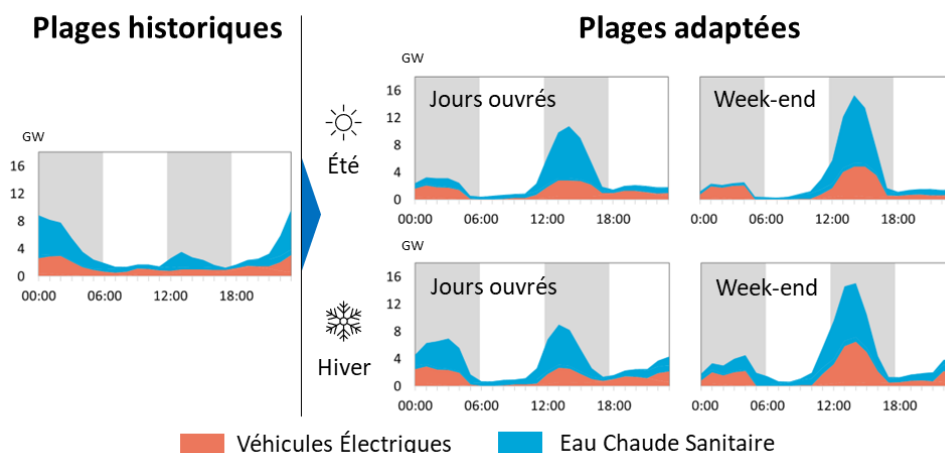
Les analyses du *Bilan Prévisionnel 2023* montrent une variation des besoins du système électrique non seulement à l'échelle journalière mais aussi hebdomadaire (jours ouvrés ou weekend) et saisonnière. **Afin de tenir compte de ces variations, une déformation des profils de consommation revêt plus d'intérêt si elle prend en compte non seulement une adaptation des plages tarifaires sur la journée, mais aussi une variation de ces plages sur la semaine (entre jours ouvrés et weekend) et au cours de l'année (saisonnalisation).** Ces adaptations des profils de consommation sont mises en œuvre dans le Bilan prévisionnel 2023 et décrites dans le [chapitre 2](#).

Deux usages peuvent être particulièrement ciblés par l'évolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité : l'eau chaude sanitaire (chauffe-eau) et la recharge des véhicules électriques⁴. Cependant, les possibilités de modulation de ces consommations dépendent de contraintes techniques (comme la puissance des chauffe-eaux et des bornes de recharge) ainsi que de contraintes liées aux usages (tels que les trajets réalisés et la disponibilité des bornes de recharge). **En pratique, cette adaptation implique une modification des déclenchements des usages asservis par les compteurs électriques, comme les ballons d'eau chaude. Il dépend également de l'appétence des consommateurs à déplacer et moduler ces deux usages (eau chaude sanitaire et véhicules électriques) et d'autres usages**, à la main, via une application ou via une programmation adaptée, soulignant ainsi l'importance i) de la sensibilisation aux gestes de flexibilité, ii) et de l'adaptation des incitations tarifaires⁵.

⁴ Mais d'autres usages, notamment les usages blancs (lave-linge, lave-vaisselle) ou encore le chauffage et la ventilation, peuvent également être impactés.

⁵ Les consommateurs peuvent également recourir à des services de recharge clé en main. Pour ceux-ci, il est nécessaire que les fournisseurs ou les gestionnaires d'énergies adaptent leurs offres de services de façon à intégrer des solutions de pilotage et d'optimisation, se traduisant par des économies de facture pour le consommateur final sans avoir à se préoccuper de la programmation quotidienne de la recharge de son véhicule électrique.

Figure 1. Profils historique et adapté au contexte de 2030 de consommation électrique pour l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques



1.1.4 L'adaptation des profils de consommation consisterait à s'appuyer sur des déclenchements à des horaires déjà proposés aujourd'hui mais dans des proportions différentes

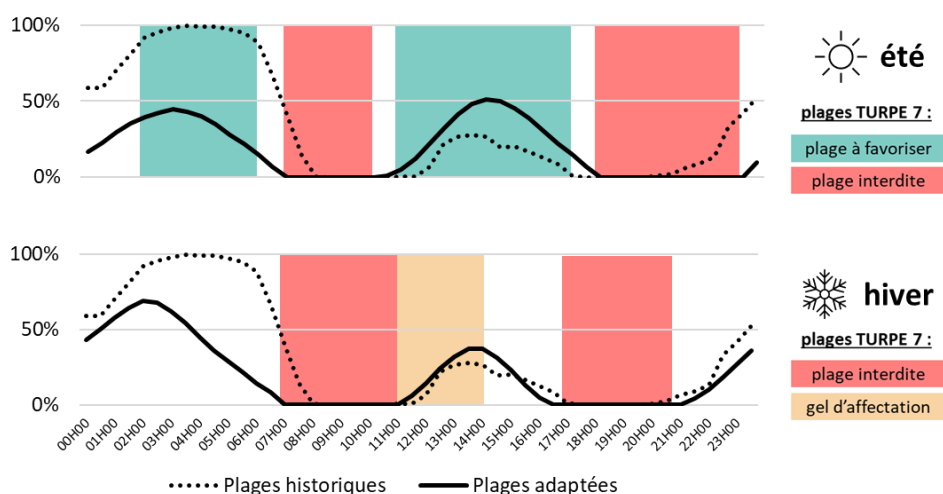
Les analyses du *Bilan Prévisionnel 2023* montrent i), que **le profil des prix se creuse de plus en plus sur la plage méridienne, alors qu'aujourd'hui seuls 40% des consommateurs HP/HC bénéficient de tarifs plus bas sur cette plage** et ii) que **certaines périodes actuellement incluses dans les plages d'heures creuses présentent désormais des pointes de prix** (notamment entre 20h et 22h ou entre 6h et 8h).

Pour obtenir les modulations de consommation précédemment évoquées, il est nécessaire de définir un profil de déclenchement⁶ progressif, et particulièrement concentré sur les heures méridiennes durant la période estivale. **Une répartition potentielle des déclenchements du signal « heures creuses », cohérente avec les profils de consommation modélisés pour les véhicules électriques peut d'ores-et-déjà être définie, en évitant les périodes de pointe du matin et du soir. Ces déclenchements sont compatibles avec les plages interdites envisagées sur la période du TURPE 7, différentes de celles historiquement mises en œuvre.** A titre d'exemple, les répartitions d'heures creuses ci-dessous comprennent 5 heures creuses la nuit et 3 pendant les heures méridiennes, avec une proportion de consommateur en heures creuses plus importante aux heures méridiennes que pendant la nuit en été.

Ces évolutions doivent être conçues et déployées en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution.

⁶ Au-delà des heures de début et fin des plages d'heures creuses, les profils de consommation qui en résultent sont principalement déterminés par la répartition des déclenchements au sein de ces plages. En effet, les profils de consommation faisant suite à un déclenchement des heures creuses décroît rapidement, ce qui se traduit par une concentration de la majeure partie de la consommation en début de plages.

Figure 2. Proportion moyenne de consommateurs en « heures creuses » en fonction des moments de la journée pour l'adaptation de ce signal aux besoins du système électrique en hiver et en été



D'autres mesures complémentaires à celles envisagées dans cette consultation pourront également s'avérer nécessaires. En particulier, **la concentration d'une très forte proportion de la consommation d'ECS aux heures méridiennes, implique un signal additionnel** qui peut prendre différentes formes : une différenciation du signal tarifaire et du signal d'asservissement (qui nécessiterait également que ce dernier soit suivi sans être altéré par d'autres équipements domotiques), ou la définition d'un autre niveau de signal tarifaire spécifique (heures « super creuses »).

1.1.5 Les gains ont été estimés dans différentes configurations afin de refléter les potentiels effets de concurrence entre flexibilités

Plusieurs leviers peuvent être mobilisés pour répondre aux besoins de flexibilités du système et la flexibilité de la demande constitue l'une des principales solutions pour répondre aux besoins de modulations intra-journaliers. Toutefois, les travaux de RTE (*Futurs énergétiques 2050* et *Bilan prévisionnel 2023*) ont montré que **les leviers de flexibilités peuvent présenter des complémentarités, mais aussi entrer en concurrence.**

Par conséquent, **la robustesse de l'estimation économique est assurée en comparant les résultats obtenus avec des compositions différentes du bouquet de flexibilité.** Ces différentes variantes couvrent un ensemble de situations permettant d'estimer la valeur de l'adaptation des plages tarifaires selon le niveau de concurrence avec d'autres flexibilités sur le système, avec :

- Une estimation haute, avec une faible concurrence entre leviers de flexibilités, correspondant à un scénario où les autres flexibilités sont peu développées à l'échelle européenne (variante « Flexibilité basse UE »),
- Une estimation basse où un volume important de batteries est déployé en France, celles-ci offrant un lissage journalier similaire aux flexibilités de la demande et limitant ainsi les gains espérés de ces dernières (variante « Batteries + »).
- Une configuration intermédiaire où les besoins de sécurité d'approvisionnement en France ont été comblés par un maintien ou un développement de capacités thermiques (variante « Thermique + »)

Une dernière variante ciblant l'effet de découplage entre l'évolution de la consommation et le développement des énergies renouvelables est également étudié à titre exploratoire, présentant un



retard de la croissance de la consommation tandis que le développement des énergies renouvelables se poursuit à au rythme du scénario A-référence, en phase avec les ambitions climatiques.

Pour chacune de ces variantes, **deux configurations relatives au signal tarifaire sont étudiées. Une première consiste à simuler des profils de consommation résultant des plages tarifaires historiquement utilisées**, c'est-à-dire avec une concentration des déclenchements d'heures creuses sur les heures nocturnes. **Une seconde variante prend en compte l'effet potentiel de plages adaptées via des profils de consommation fortement concentrés sur les heures méridiennes**. En pratique, il s'agit des profils tels que décrits ci-dessus (cf. figure 1) et qui sont intégrés dans la configuration de référence du *Bilan prévisionnel 2023*.

Parmi les deux usages à l'étude (eau chaude sanitaire et véhicules électriques), tous les consommateurs ne reçoivent pas nécessairement un signal tarifaire incitatif. Ainsi, la part de l'eau chaude sanitaire supposée asservie est de 75% en 2030 (stable par rapport à l'historique) et de 78% en 2035. Par ailleurs, différents modes de recharge des véhicules électriques légers sont envisagés (naturelle, tarifaire statique, dynamique monodirectionnel et bidirectionnel, cf. [Chapitre 2](#) du *Bilan prévisionnel 2023*). La part de la flotte en pilotage tarifaire statique est de l'ordre de 60% à l'horizon 2030⁷.

Une dernière configuration dite « 100% adapté » représente une situation où le levier tarifaire est exploité au maximum : 100% de l'eau chaude est supposée asservie, et la part de la flotte en pilotage tarifaire statique atteint plus de 90% en 2030, comprenant la part de la flotte en pilotage tarifaire de la configuration de référence (environ 60%) à laquelle s'ajoute la part des recharges électriques naturelles dans la configuration de référence, soit environ 30%.

RTE souligne que l'étude n'intègre pas la valeur du décalage du chauffage ou des usages blancs domestiques. Elle constitue en ce sens **une estimation prudente du gain technico-économique potentiel associé à l'évolution des plages tarifaires**. La configuration « 100 % adapté » permet néanmoins d'estimer un ordre de grandeur de la valeur qui pourrait être atteinte en intégrant la modulation de ces autres usages.

⁷ Les parts associées à des modes de pilotage dynamique des recharges de véhicules électriques ne sont pas modifiées dans les différentes variantes.

Figure 3. Différentes configurations de flexibilité étudiées

Hypothèses sur la flexibilité de la demande dans les différentes configurations étudiées

		2030				2035
		A - Ref	Batteries +	Thermique +	Flexibilité basse UE	A - Ref
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	535 TWh				615 TWh
	Consommation résidentielle d'électricité	156 TWh				150 TWh
Effacement	Sites industriels (hors H2) & Bâtiments résidentiels et tertiaires	6,5 GW				7,5 GW
<div>Pilotage tarifaire de l'eau chaude sanitaire</div>	Nombre de consommateurs ayant des offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages (hors dynamique)	Plages historiques/adaptées	~ 14 millions		~ 15 millions	
		100% tarifaire adapté	~ 18,5 millions		~ 19 millions	
	Part de la consommation eau chaude sanitaire asservie	Plages historiques/adaptées	~ 75%		~ 78%	
		100% tarifaire adapté	~ 100%		~ 100%	
<div>Pilotage tarifaire des véhicules électriques légers</div>	Nombre de consommateurs ayant des offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages (hors dynamique)	Plages historiques/adaptées	~ 5,5 millions		~ 10,5 millions	
		100% tarifaire adapté	~ 8 millions		~ 16 millions	
	Part de la consommation de la mobilité locale des véhicules électriques asservie	Plages historiques/adaptées	~ 60 %		~ 60 %	
		100% tarifaire adapté	~ 90 %		~ 90%	
Volumes déplacés	Consommation déplacée en comparaison d'un pilotage historique	Plages adaptées	~ 11 TWh		~ 16 TWh	
		100% tarifaire adapté	~ 16 TWh		~ 23 TWh	
Autres moyens de flexibilité en France et en Europe	<div>Capacités d'électrolyseurs flexibles</div>	~ 2,5 GW				~ 9,5 GW
	<div>Moyens thermiques fossiles</div>	~ 17 GW	~ 16 GW	~ 19 GW	~ 20 GW	~ 14 GW
	<div>Batteries</div>	~ 6 GW	~ 20 GW	~ 0 GW	~ 0 GW	~ 6 GW
	Flexibilité en Europe (demande, H2, batteries...)	Scénario médian Contribution significative de l'Europe à la flexibilité du système électrique portée par des batteries, des effacements de conso et l'asservissement du power-to-gas.		Flexibilité basse UE Faible contribution de l'Europe avec des capacités installées de batteries et de p2g asservi réduites de plus de 50%		Scénario médian Contribution significative de l'Europe à la flexibilité du système électrique

1.2 L'intérêt d'un meilleur placement des plages tarifaires a été évalué par RTE et est estimé à plusieurs centaines de millions d'euros par an

1.2.1 Un meilleur placement des plages tarifaires pour mieux faire coïncider la consommation et la production bas carbone permet d'optimiser le fonctionnement du système en évitant les écrêtements de production renouvelable et en limitant le recours aux moyens carbonés

L'optimisation du placement de la consommation permet des gains énergétiques, pouvant atteindre plusieurs térawattheures par rapport à une configuration sans ajustement des plages tarifaires. Ces gains énergétiques, d'environ 3 TWh en 2030 dans la configuration de référence, se répartissent entre :

- une baisse des écrêtements de production renouvelable de l'ordre de 2,5 TWh en Europe (dont près de 1 TWh en France)
- une réduction des pertes liées aux rendements des cycles de stockages (STEP et batteries stationnaires) de l'ordre de 0,5 TWh en Europe.
- en contrepartie, une réduction de la production thermique d'environ 3 TWh à l'échelle du système électrique européen, conduisant ainsi à une réduction des émissions globales de CO₂ de l'ordre 1 MtCO₂/an.

En complément, comparativement à une configuration avec de faible volume de flexibilité, le déplacement de la consommation permet de limiter la modulation du nucléaire pour absence de débouchés en milieu de journée. Cette réduction de la modulation lors des périodes méridiennes peut éventuellement être compensée par des modulations à d'autres périodes mais dans tous les cas, cela apporte plus de marges de manœuvre pour l'exploitation du parc nucléaire. L'effet sur la modulation du nucléaire dépend également des interactions entre les différentes flexibilités. Sur le plan économique, le déplacement de la consommation permet par ailleurs de limiter les épisodes de prix négatifs et donc les incertitudes sur le modèle économique de certains moyens de production.

Les gains énergétiques observés sont d'autant plus importants quand les autres flexibilités sont moins développées (+60 % dans la configuration « Flexibilité Basse UE »), et réciproquement plus faibles lorsque les flexibilités concurrentes sont importantes (- 30% dans la variante « Batteries + »).

Ces conclusions se renforcent à l'horizon 2035 : piloter la recharge des véhicules électriques et les ballons d'eau chaude sans modification des plages tarifaires pourrait avoir un effet contre-productif pour le système électrique à cet horizon, en **augmentant les écrêtements, la production thermique et donc les émissions de CO₂**.

1.2.2 Dans le scénario de référence à l'horizon 2030, le gain pour la collectivité du passage des plages historiques à des plages tarifaires adaptées est estimé de l'ordre de 300 M€ chaque année, un résultat sensible aux hypothèses de mix de production ou d'évolution de la consommation en France et en Europe

Sur le plan économique, un meilleur placement de la consommation contribue à la réduction de la pointe de consommation résiduelle, limitant ainsi la nécessité de mobiliser des capacités pilotables susceptibles de recourir à des combustibles coûteux. L'estimation économique se base sur une estimation des coûts d'investissements évités mais également sur une évaluation des gains en coûts variables de production apportés par une meilleure optimisation du système électrique (détaillée dans le paragraphe précédent).

Une révision des plages heures pleines/heures creuses combinée à une horosaisonnalisation du tarif des consommateurs résidentiels permettrait ainsi de capter environ 300 M€/an dans le scénario de référence en 2030. Cette économie sur les coûts du système se répartit en deux composantes.

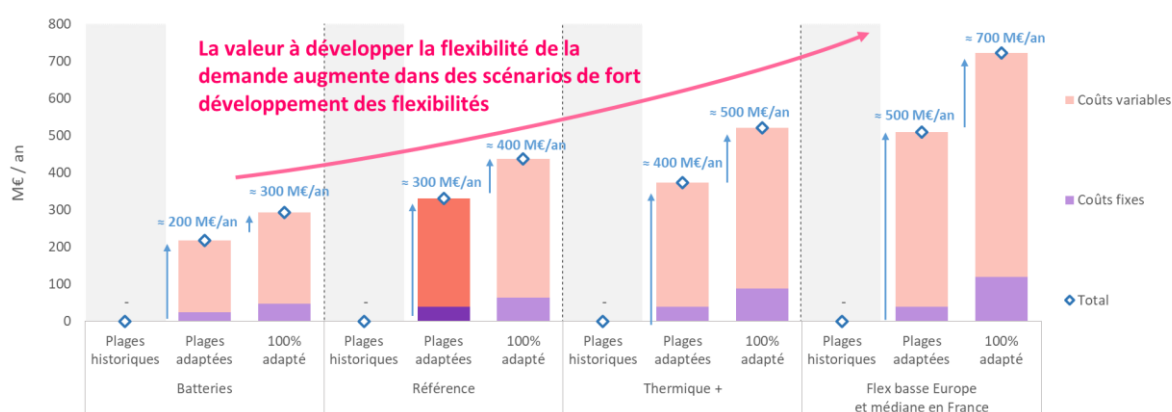
La principale composante, plus de 250 M€, comprend la réduction des coûts variables des centrales de production les plus coûteuses et le recours à davantage de moyens compétitifs, à l'échelle du système électrique européen.

La seconde composante, de moindre ampleur résulte du décalage de la consommation en dehors des périodes de tension du système, ce qui permet de réduire la capacité de pointe nécessaire d'environ 500 MW, tout en maintenant le même niveau de sécurité d'approvisionnement. Les coûts fixes de production dans le système électrique sont ainsi réduits, de l'ordre de 50 M€ par an.

Pour les consommateurs, cela se traduit in fine également sur la facture. Dans un cas théorique où un consommateur disposerait d'une facturation indexée sur les prix spot horaires et déplacerait sa

consommation liée à l'eau chaude sanitaire et à la recharge du véhicule électrique sur les heures méridiennes, il pourrait dès aujourd'hui capter une valeur de l'ordre de 50 euros par an⁸. Cette valeur en très forte croissance ces dernières années illustre l'intérêt potentiel pour les consommateurs de plages tarifaires adaptées. A l'avenir, les gains vus du consommateur dépendront de l'évolution des tarifs, du profil de consommation moyen, du placement des heures creuses, mais également des plages de facturation du mécanisme de capacité.

Figure 4. Evaluation du gain économique à basculer des plages historiques vers des plages adaptées dans différentes variantes de développement des flexibilités à l'horizon 2030.



Sans surprise, le gain du passage des plages historiques aux plages adaptées d'heures creuses est d'autant plus faible que le bouquet comprend un volume de flexibilités important. Le gain économique des heures creuses adaptées. Il varie entre 200 M€/an dans un scénario de fort développement des autres flexibilités (variante Batteries +) à 500 M€/an dans un scénario de faible développement de ces autres flexibilités (variante Flexibilité basse EU).

Cette conclusion est renforcée lorsque les plages adaptées s'appliquent à tous les consommateurs en pilotage tarifaire (i.e. avec le pilotage de toute la consommation de l'eau chaude sanitaire et des véhicules électriques hors recharge dynamique et *vehicle-to-grid*). Le passage aux plages tarifaires adaptées permettrait ainsi de gagner 100 à 200 M€/an supplémentaires suivant le mix de flexibilités. Cela constitue une limite haute de l'estimation du gain du changement de la structure tarifaire du tarif réglementé de vente (en 2030).

En 2035, les résultats du scénario de référence à horizon 2030 se confirment et le gain à adapter les plages tarifaires est estimé à 400 M€/an en comparaison du pilotage historique. Ces ordres de grandeur se retrouvent également dans un scénario considéré à titre exploratoire qui en Europe combinerait une consommation dite « atone » croissant certes mais beaucoup moins vite (de l'ordre 10% plus faible que dans le scénario A-réf en Europe) et un faible développement des flexibilités.

Il est également utile de noter que dans le scénario de référence, **le maintien des plages historiques reste bénéfique (+100 M€) en comparaison avec une absence de pilotage mais sa valeur devient quasiment nulle dans une configuration de forte concurrence entre les flexibilités et cette tendance devrait s'accroître au-delà de 2035.**

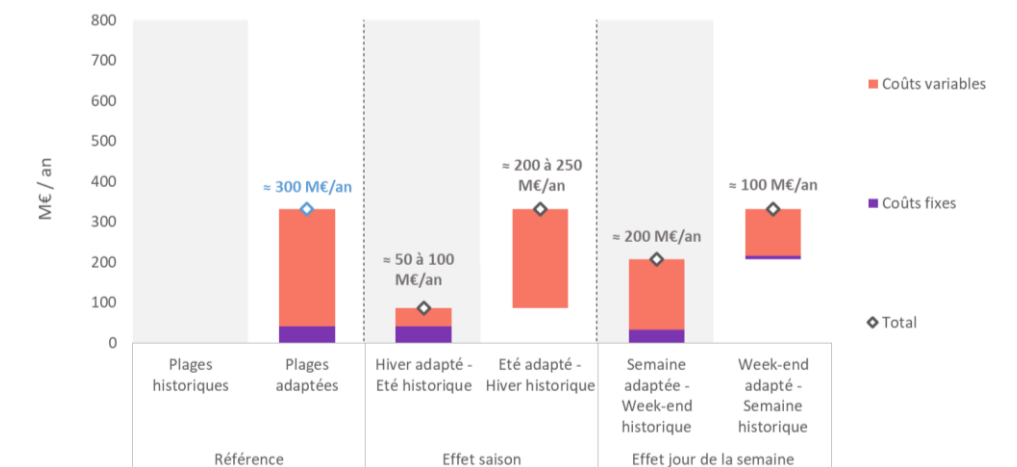
⁸ L'impact du placement des heures creuses majoritairement aux heures méridiennes sur la facture réelle des consommateurs nécessite des études complémentaires en particulier sur les interactions avec les autres flexibilités (flexibilités de la demande ailleurs en Europe, batteries, STEP, modulation du nucléaire...) et restera sensible à ce bouquet.

Par ailleurs, l'adaptation des heures creuses permet également d'augmenter le prix moyen capté de l'ordre de quelques €/MWh par la production renouvelable, en particulier la production photovoltaïque. Comme mentionné précédemment, la production renouvelable est alors moins écrêtée. Par ailleurs, le prix de marché attendu en milieu de journée se trouve légèrement augmenté par la consommation davantage placée durant ces heures, tout en restant avantageux pour les consommateurs. **Le complément de rémunération nécessaire à la production renouvelable sera plus faible car leur rémunération de marché sera plus élevée.** Plusieurs dizaines de millions d'euros pourraient ainsi être économisés sur les finances publiques pour chaque €/MWh supplémentaire capté par la production photovoltaïque.

1.2.3 La décomposition du gain à basculer vers de nouvelles plages adaptées aux besoins du système électrique montre que la majorité du bénéfice sera captée les semaines d'été tandis que la valeur capacitaire sera principalement captée les semaines d'hiver

Une analyse horosaisonnalisée montre que la valeur de l'adaptation des profils d'heures creuses se concentre durant l'été où la production solaire est plus importante (de l'ordre de $\frac{3}{4}$ des gains), et en moyenne légèrement plus les week-ends que pendant les jours ouvrés. Les gains sur les coûts fixes du système se concentrent logiquement en hiver où se situent les périodes de tension, et correspondent à de la défaillance évitée en milieu de nuit, les heures creuses historiques ou adaptées n'étant pas placées sur les heures de pointe (ou marginalement, comme décrit dans la [section 1.1.5](#)).

Figure 5. Décomposition horosaisonnalisée du gain économique à revoir les plages tarifaires dans le scénario de référence à l'horizon 2030.





Réponses de RTE aux questions de la consultation

Question 1 : Avez-vous des remarques sur la méthode de calcul « d’empilement par option cible » envisagée par la CRE ?

Compte tenu des éléments exposés dans le propos liminaire, **RTE souligne l’importance non seulement de préserver, mais même de renforcer l’attractivité de l’option HPHC**. Cette option tarifaire reste en effet la plus souscrite avec une incitation au déplacement de la consommation, générant des bénéfices notables en matière de sécurité d’approvisionnement ainsi que sur les plans économiques et environnementaux.

En guise de principes généraux, la méthode pour accroître cette attractivité doit garantir une stabilité du signal pour les consommateurs (lisibilité et soutenabilité) et la contestabilité par les fournisseurs alternatifs. RTE reconnaît que la méthode par empilement améliore le ratio d’équilibre, mais réitère les réserves exprimées lors de la consultation publique n°2022-08 de la CRE. En effet, **cette méthode, sensible aux conditions de marché et aux hypothèses de calcul, ne garantit pas l’atteinte d’un ratio cible de manière certaine, ni d’un écart suffisant entre heures pleines et heures creuses**. De plus, sa complexité relative (par rapport au ratio d’équilibre cible) semble plus difficile à reproduire dans des offres de marché et pourrait accroître le risque de litiges entre les fournisseurs alternatifs et les pouvoirs publics sur le sujet de la contestabilité.

Question 2 Avez-vous des remarques sur la méthode de construction des tarifs par fixation d’un « ratio d’équilibre cible » envisagée par la CRE ?

Cette seconde option repose sur un pilotage direct par le « ratio d’équilibre », paramètre clef pour l’attractivité des offres HPHC comparativement aux offres de fourniture en base. Ce principe a la préférence de RTE, compte tenu de sa relative simplicité. Sa méthodologie nécessiterait toutefois d’être davantage détaillée, notamment pour la calibration de différents paramètres, et en particulier en ce qui concerne le niveau relatif des heures pleines et des heures creuses. En effet, même si un consommateur y a économiquement intérêt, si son gain sur la facture est trop faible, il aura moins d’incitation à basculer en option HPHC et restera en option Base. A l’instar du différentiel imposé par l’arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l’article R. 337-20-1 du code de l’énergie et appliqué aujourd’hui à la seule option Tempo, un rapport cible plus élevé entre le prix en HP et le prix en HC pourrait être imposé par le même vecteur⁹.

Enfin, les impacts en termes de transferts financiers entre types de consommateurs, et de potentielles implications sur les portefeuilles de fournisseurs doivent également être maîtrisés.

Question 3

A-Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPHC en 2025 ?

L’échéance 2025 ne permettant pas de déployer une nouvelle méthode de construction des TRV et étant donné l’enjeu urgent à maintenir l’attractivité des offres HPHC, RTE est favorable au maintien de la méthode par homothétie pour les TRVe bleu, base et HPHC, pour cette année.

⁹ Le différentiel entre le prix HT en HP et le prix HT en HC pour un consommateur résidentiel est aujourd’hui de 27%.



B- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de l'année 2026 ?

Compte tenu des réponses aux questions 1 et 2, **RTE exprime des réserves sur la méthode par option cible et serait plutôt favorable à une méthode de construction par ratio d'équilibre**. Pour rappel, la méthode par ratio d'équilibre est jugée plus simple et plus directe, ciblant explicitement un paramètre clef de l'attractivité de l'option, préfigurant ainsi des gains d'efficacité dans son application et dans sa répliquabilité par des fournisseurs alternatifs.

Question 4 Partagez-vous l'analyse de la CRE qu'il est nécessaire de faire évoluer de manière progressive le niveau de l'option Tempo, et ceci dès 2025 ?

L'offre Tempo, caractérisée par de longs effacements (16h) sur des jours signalés de la veille pour le lendemain, est aujourd'hui utile pour le système électrique et vraisemblablement amenée à le rester dans le futur (notamment via une répartition plus homogène du risque de défaillance au sein de la journée, cf. propos liminaire et chapitre 6 du Bilan prévisionnel 2023). Il s'agit toutefois d'une offre très sélective pour les consommateurs, ce qui en réduit fortement la part susceptible d'y souscrire.

Sur le plan économique, RTE partage le diagnostic de la CRE : le recalage en structure des options du TRVe pour l'année 2023 sur la base de la structure de 2022 ne permet plus d'assurer une couverture des coûts au périmètre de chaque option tarifaire prises individuellement et induit des transferts financiers entre les options. Le tarif des consommateurs base a permis de couvrir une partie des coûts des consommateurs Tempo. Ces transferts financiers bénéficient également, quoique dans une moindre mesure, aux clients HPHC, d'autant plus si leur structure est *a fortiori* calibrée sur les besoins de flexibilité à venir du système électrique et non sur la structure des prix spot historiques.

RTE exprime toutefois des réserves sur une évolution *ad hoc* allant dans le sens d'une diminution de l'attractivité de la seule offre des TRVe avec un caractère dynamique, d'autant que la méthodologie envisagée et l'amplitude de l'évolution qui en découlerait ne sont pas décrites. A ce stade, RTE est plutôt favorable à l'exploration de nouvelles options tarifaires qui pourrait mobiliser un plus grand nombre de consommateurs via, par exemple, des plages plus courtes de 7h, 4h ou 2h. Cela nécessiterait une réflexion approfondie sur le panel d'offres, notamment en ce qui concerne sa lisibilité pour ne pas diluer les incitations à la flexibilité, de la cohérence des différents signaux (e.g., mécanisme de capacité), des gisements de consommateurs atteignables et enfin de son adéquation avec les besoins du système électrique.

Question 5 Êtes-vous favorable à la suppression de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 18 kVA à 36 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2026 ?

L'option base ne donnant aucune incitation à la flexibilité de la demande et étant économiquement peu pertinente pour les consommateurs qui disposent de plusieurs leviers de décalage de leur consommation (ballon d'eau chaude électrique en autres), en particulier lorsqu'elle est élevée, **RTE se montre favorable à la suppression de cette option du TRVe pour les puissances souscrites allant de 18 kVA à 36 kVA**. Il reste important de préciser que du point de vue du système électrique, l'effet de cette suppression pour les puissances supérieures à 18 kVA reste limité compte tenu du peu de consommateurs concernés et **le périmètre de cette mesure devra s'élargir aux consommateurs ayant des puissances souscrites plus faibles pour que le bénéfice soit significatif**.



RTE souligne que cette mesure devra également s'accompagner de pédagogie auprès des consommateurs afin d'encourager ceux-ci à basculer vers des options incitant à la flexibilité de la demande et d'éviter qu'ils ne basculent vers des offres de marché type base, ce qui rendrait la mesure inopérante.

Question 6 - En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous de conserver l'option Base pour les consommateurs de puissance souscrite 18-36 kVA ?

Non concerné

Question 7 Êtes-vous favorable à la mise en extinction de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 9 kVA à 15 kVA, à partir du mouvement tarifaire de février 2025 ?

Dans ses analyses présentées en introduction et plus largement dans *le Bilan prévisionnel 2023*, RTE a montré que la flexibilité de la consommation représente un levier important dans l'optimisation du système électrique dès aujourd'hui et qui s'accroît à moyen terme.

Les options tarifaires type base ne donnent aucune incitation à la flexibilité de la demande. En conséquence, **RTE est favorable à la mise en extinction de cette option pour les consommateurs ayant une puissance souscrite supérieure à 9 kVA.**

Toutefois, au regard des besoins du système électrique sur les prochaines années, **RTE se montre davantage favorable à une suppression des tarifs base du TRVE pour les puissances souscrites supérieures à 9 kVA dès 2026, ce qui permettrait de mobiliser un gisement important de la flexibilité de la demande rapidement et nécessaire aux besoins du système électrique** (cf. résultats du *Bilan prévisionnel 2023* et question 8). Contrairement aux plus petits consommateurs pour lesquels un passage au tarif heures pleines/heures creuses pourrait s'avérer pénalisant, les consommateurs 9 kVA ont un niveau de consommation susceptible de comprendre une part importante d'usages décalables, de l'ordre du ratio d'équilibre, soit environ 30 %. Avec les mesures envisagées (question 2), dès 2025, l'option heures pleines / heures creuses sera économiquement plus intéressante pour les consommateurs base de puissances souscrites supérieures à 9 kVA en mesure de déplacer autant d'énergie.

Comme déjà indiqué, RTE souligne que ces mesures devront s'accompagner de pédagogie auprès des consommateurs afin d'encourager ceux-ci à basculer vers des options incitant à la flexibilité de la demande et d'éviter qu'ils ne basculent vers des offres de marché type base, ce qui rendrait la mesure inopérante. L'attractivité de l'option heures pleines/heures creuses et la mise en œuvre d'un ratio d'équilibre cible de 30% visent cet objectif : l'option heures pleines / heures creuses est rendue plus compétitive en comparaison des options type base pour tous les consommateurs pouvant à minima asservir leur eau chaude sanitaire. Il pourrait ainsi être utile de vérifier que les offres de marché heures creuses / heures pleines proposées par les fournisseurs soient plus compétitives que les offres base qu'ils proposent à service équivalent.



Question 8 Que pensez-vous de faire un bilan de la mise en extinction de l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites 9-15 kVA d'ici 3 ans, dans la perspective d'une éventuelle suppression dans 4 à 5 ans ?

Les analyses menées par RTE montrent que dès aujourd'hui, le basculement de l'ensemble des consommateurs base (y compris les consommateurs en offre de marché) dont la puissance souscrite est supérieure à 9 kVA vers une option heures pleines/heures creuses représente un gain pour la collectivité de l'ordre de 100 M€/an. **Ce gain est en particulier capté grâce à la suppression de la tranche des consommateurs comprise entre 9 kVA et 12 kVA** et qui représente aujourd'hui la principale source de gisement en flexibilités de la demande compte tenu de leur nombre important.

RTE se montre donc favorable à la suppression de l'option base pour les puissances souscrites supérieures à 9 kVA dès que possible. En effet, un délai de suppression de 4 à 5 ans apparaît trop long compte tenu de la valeur à flexibiliser la consommation pour le système et d'autant plus que les consommateurs qui n'auront pas choisi d'autres options tarifaires ne seront effectivement sortis qu'un an après la date de la suppression de l'option.

RTE souligne de nouveau que ces mesures devront s'accompagner de pédagogie auprès des consommateurs afin d'encourager ceux-ci à basculer vers des options incitant à la flexibilité de la demande et d'éviter qu'ils ne basculent vers des offres de marché type base, ce qui rendrait la mesure inopérante (cf. question 7).

Question 9 - En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous conserver l'option Base pour les nouveaux consommateurs de puissance souscrite 9-15 kVA ?

Non concerné

Question 10 Êtes-vous favorable à l'expérimentation, au sein des TRVE, d'une offre proposant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique (quelques heures en journée le matin et le soir, pendant les mois d'hiver), avec éventuellement des heures super creuses la nuit et le week-end ?

L'incitation tarifaire véhiculée par l'option « heures pleines / heures creuses » est de reporter le maximum de consommation en heures creuses. Structurellement, certains consommateurs ne pourront pas atteindre le ratio nécessaire pour les inciter par le seul signal économique à basculer en option heures pleines / heures creuses. Une suppression de l'option base serait alors financièrement pénalisante pour ces consommateurs.

En remplacement de l'option Base, la nouvelle option proposée avec une plage d'heures de pointe restreinte est pertinente du point de vue du système électrique puisqu'elle donne un signal économique pour éviter de consommer sur certaines heures alors que l'option base ne véhicule par définition aucun signal sur le placement de la consommation au meilleur moment pour le système électrique.

Néanmoins, le fait d'avoir une pointe fixe saisonnée (tous les jours de l'hiver) constitue un signal atténué par rapport au fait d'avoir une pointe mobile (où le prix serait plus élevé que le prix pointe mais concentré sur un nombre de jour plus limité) et donc par nature moins incitatif que la pointe mobile. RTE espère que cette mise en œuvre d'un tarif base/pointe influencera les offres de marchés type base vers cette structure.



Certes, les études détaillées présentées dans le propos liminaire montrent que la mise en œuvre d'heures super creuses seront bénéfiques pour le système électrique surtout si elles permettent de placer la consommation sur les heures méridiennes via un placement des heures super creuses pendant l'après-midi tous les jours de la semaine plutôt que la nuit. RTE estime également que cette proposition serait très pertinente pour les consommateurs ayant adopté un tarif type heures pleines/heures creuses et dont le gisement de flexibilité est bien plus important que les consommateurs ayant une puissance souscrite inférieure à 6 kVA.

Toutefois, **RTE souligne l'importance d'avoir une cohérence d'ensemble dans la grille tarifaire et une bonne articulation entre les différentes options.** RTE s'interroge sur le risque que cette mesure ne rende un tarif base/pointe trop complexe et peu lisible pour des consommateurs ayant finalement peu d'usages déplaçables.

Question 11 Voyez-vous d'autres évolutions permettant de mobiliser la flexibilité des petits consommateurs du secteur résidentiel ?

En ce qui concerne les usages asservis ou pouvant l'être, **RTE recommande de tirer pleinement parti des possibilités techniques des nouveaux systèmes de comptage** dont la souplesse a été démontré au printemps 2022 via le décalage de la remise en fonctionnement des chauffe-eaux entre 12h et 14h. Comme mentionné dans le propos liminaire, un potentiel découplage des signaux tarifaire et technique peut s'avérer nécessaire pour pouvoir concentrer la consommation aux heures méridiennes (quand bien même il y aurait également d'autres heures creuses la nuit). Cela implique d'une part une potentielle révision des règles d'activation des signaux techniques (contact sec) mais également que, du côté des consommateurs, les usages suivent effectivement le signal technique de leur compteur. A titre d'exemple, seule une faible part des propriétaires de véhicules électriques dispose d'un lien entre son compteur Linky et sa borne/prise (environ 2% d'après une [étude Enedis 2024](#)). Au-delà des clients HPHC, certains consommateurs en base (qui n'ont pas d'incitation à basculer vers un tarif HPHC) pourraient également voir leur chauffe-eau piloté par ce signal technique, au moins pour partie s'il est de petite taille relativement aux besoins d'eau chaude, sans altération de leur confort.

En ce qui concerne les usages non asservis, RTE souligne que **la mobilisation des petits consommateurs pour les déplacer volontairement aux heures méridiennes nécessitera un effort de pédagogie et de communication pour qu'ils s'approprient de nouvelles plages** et leurs variations selon les jours et les saisons et adaptent leur organisation le cas échéant. Ces réflexions s'appliquent d'ailleurs également pour les consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA. Dans ce cadre, l'indicateur EcoWatt « Heures décarbonées » proposé par RTE offre une prévision des heures durant lesquelles la France peut couvrir complètement ses besoins en électricité sans émettre de gaz à effet de serre. Etant corrélé à l'état de tension du système ainsi qu'aux niveaux de prix de l'électricité, cet indicateur permet une prise en compte par un large public de l'état du système électrique et des moments propices à la consommation. Les prévisions (disponibles sur l'appli EcoWatt ou en ligne) sont fournies au pas horaire et à l'horizon J+2 ce qui permet aux consommateurs d'adapter leur organisation.

Question 12 Si les résultats de l'expérimentation de la nouvelle option proposée par la CRE sont concluants, êtes-vous favorable à une éventuelle évolution de l'option Base vers cette option ?

Comme détaillé à la question 10, RTE est favorable à l'évolution de l'option Base vers cette nouvelle option si les résultats de l'expérimentation sont concluants.



Question 13 Êtes-vous favorable à l'utilisation des profils ENT1 et ENT3 pour la construction des TRVE sup 36 kVA pour l'année 2025 ?

A défaut de disposer d'autres profils pour l'année 2025, RTE est a priori favorable à la proposition de la CRE d'utiliser les profils ENT1 et ENT3 pour la construction de TRVE sup 36 kVA pour l'année 2025, malgré les inconvénients identifiés par la CRE (non-représentativité des consommateurs éligibles aux TRVE – résidentiels, petites collectivités et TPE – et profils statiques), qui devraient être traités en 2026 (cf. question suivante).

Ces profils présentent néanmoins l'avantage de correspondre à des consommateurs avec des plages tarifaires similaires à celles qui s'appliqueront aux consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA (avec 4 ou 5 postes).

Dans l'éventualité de l'ajout d'une option de plages tarifaires avec pointe mobile (cf. questions 15 et 16), un profil EJP pourrait également devoir être considéré.

Question 14 Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA à partir de l'année 2026 ? Ou préférez-vous l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs ?

Afin d'assurer la représentativité des consommateurs éligibles aux TRVE (résidentiels, petites collectivités et TPE) de s'appuyer sur des profils dynamiques, RTE est favorable à l'utilisation d'un profil construit à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou les fournisseurs pour le segment des consommateurs éligibles.

Ce mode de construction aurait également l'avantage d'être similaire avec le mode de construction des TRVE pour les consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

Question 15 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA ?

Question 16 Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs haute tension ?

Réponse aux questions 15 et 16 :

RTE est favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA et en haute tension. L'alignement avec les postes horosaisonniers permettent par ailleurs d renforcer les signaux tarifaires.

Dans le même temps, RTE est également favorable à la possibilité pour ces consommateurs de pouvoir souscrire à des offres à pointe mobile. Les expérimentations réalisées par les acteurs dans le cadre du concours Cube Flex montrent que le secteur tertiaire pourrait offrir un volume substantiel de flexibilité, régulière ou dynamique plus ponctuelle à caractère assurantiel.



Question 17 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer une méthode de calcul identique pour les TRVE sup 36kVA et inf 36kVA à l'exception des composantes suivantes : coûts d'acheminement, coûts de commercialisation, coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

RTE est favorable à la proposition de la CRE.

Question 18 Êtes-vous favorable aux modalités de prise en compte des coûts d'acheminement dans les TRVE supérieurs à 36 kVA envisagées par la CRE ?

RTE n'a pas d'avis sur le sujet.

Question 19 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de retenir comme référence de coûts commerciaux des TRVE sup 36 kVA, pour l'année 2025, les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels ?

Non concerné

Question 20 Êtes-vous favorable à la période de lissage envisagée par la CRE pour le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

RTE se montre favorable à la méthode de lissage de la part capacitaire sur les deux années précédant l'année de livraison.

En revanche, **RTE estime que la méthode d'affectation du coût de la capacité aux consommateurs en option type base ou heures pleines / heures creuses n'est pas alignée avec le calcul de l'obligation basée sur la consommation pendant les plages 7h-15h/18h-20h des jours PP1.** Ainsi bien que le coût d'approvisionnement en garanties de capacité soit principalement concentré sur le poste d'heures pleines pour un tarif heures pleines/heures creuses, l'absence de saisonnalisation de ce type d'offre dilue le signal capacitaire sur toute l'année y compris l'été et ne permet pas d'envoyer un signal tarifaire cohérent avec l'objectif du mécanisme du capacité.

Comme discuté dans les propos liminaires, **RTE se montre favorable à une saisonnalisation des options type heures pleines / heures creuses afin d'aligner les signaux tarifaires à l'évolution des besoins du système électrique ce qui permettra aussi de renforcer le signal capacitaire envoyé aux consommateurs.** Pour les consommateurs en option base, la mise en œuvre d'une option type base / pointe (cf. question 10) devrait permettre de concentrer le signal sur le poste « d'heures pointes ».

Ces recommandations restent valables post 2025 étant donné que le financement du futur mécanisme de capacité reposera sur un modèle « quote-part fournisseur » laissant le fournisseur libre de répercuter le coût de la capacité sur le tarif payé par le consommateur. RTE espère donc que les évolutions des grilles tarifaires du TRVE proposées (saisonnalisation de l'option heures pleines / heures creuses et mise en œuvre de l'option type base pointe) influenceront les offres de marché dans le même sens.



Question 21 Êtes-vous favorable à une date d'évolution des TRVE au 1er janvier de chaque année dans le cadre de la fin de l'ARENH ? Si oui, êtes-vous favorable à une modification de la date d'évolution dès le mouvement tarifaire de janvier 2026 ?

RTE est favorable à une date d'évolution des TRVE au 1^{er} janvier de chaque dans le cadre de la fin de l'ARENH. Comme identifié par la CRE, l'évolution des TRVE pourrait ainsi être réalignée avec l'évolution de plusieurs de ses composantes de coûts au 1^{er} janvier.

Par ailleurs, nonobstant le fait que RTE n'est pas impacté par les modalités d'intégration des coûts d'approvisionnement, RTE s'interroge sur la possibilité de mettre en place une forme de mécanisme automatique permettant de refléter au mieux les conditions d'approvisionnement des fournisseurs dans le TRVE, y compris pour les coûts afférents au mois de décembre de l'année N-1, par exemple un recalage des coûts d'approvisionnement durant les premiers mois de l'année N afin d'y intégrer les cotations du mois de décembre de l'année N-1.

Questions 22 à 29

Non concerné

Question 30

A- Quelle référence de prix des CEE vous semble la plus adaptée pour une construction transparente et contestable des coûts commerciaux inclus dans les TRVE ?

B- Quelles seraient les méthodes de calcul à appliquer à cette référence, en particulier s'agissant de la durée de lissage et des produits considérés ?

RTE ne se prononce pas sur la référence de prix des certificats d'économie d'énergie (CEE) choisie pour les tarifs réglementés de vente d'électricité mais rappelle que les CEE restent une part importante des coûts commerciaux des tarifs des consommateurs résidentiels eux-mêmes répartis 50/50 entre la part abonnement et la part variable du tarif sans aucune distinction entre les sous-profils. **En cas de tarifs à plages différenciées type heures pleines/heures creuses, RTE s'interroge sur un basculement de l'ensemble de la brique CEE sur le tarif heures pleines (de l'ordre de 5€/MWh en 2024), ce qui permettrait de renforcer la différenciation entre les postes et de fournir une incitation supplémentaire aux consommateurs à décaler leurs usages pendant les heures creuses.**

- Fin des réponses aux questions -